

UNIVERSIDAD MAYOR REAL Y PONTIFICIA DE SAN FRANCISCO XAVIER DE CHUQUISACA

VICERRECTORADO

CENTRO DE ESTUDIOS DE POSGRADO E INVESTIGACIÓN



“DIMENSIONAMIENTO DE UN SISTEMA DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA FOTOVOLTAICA CONECTADO A LA RED ELÉCTRICA PARA REDUCIR EL CONSUMO DEL TALLER DE MANTENIMIENTO DE LA EMPRESA FERROVIARIA ANDINA S.A. UBICADO EN EL MUNICIPIO DE VIACHA”

TRABAJO EN OPCIÓN AL GRADO DE MAGISTER EN
ENERGÍAS RENOVABLES Y EFICIENCIA ENERGÉTICA

NEYSA QUISPE FLORES

LA PAZ, OCTUBRE DE 2023

UNIVERSIDAD MAYOR REAL Y PONTIFICIA DE SAN FRANCISCO XAVIER DE CHUQUISACA

VICERRECTORADO

CENTRO DE ESTUDIOS DE POSGRADO E INVESTIGACIÓN



“DIMENSIONAMIENTO DE UN SISTEMA DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA FOTOVOLTAICA CONECTADO A LA RED ELÉCTRICA PARA REDUCIR EL CONSUMO DEL TALLER DE MANTENIMIENTO DE LA EMPRESA FERROVIARIA ANDINA S.A. UBICADO EN EL MUNICIPIO DE VIACHA”

TRABAJO EN OPCIÓN AL GRADO DE MAGISTER EN
ENERGÍAS RENOVABLES Y EFICIENCIA ENERGÉTICA

NEYSA QUISPE FLORES

TUTOR: M.SC. ING. JUAN CARLOS HUAQUISACA PAYE

LA PAZ, OCTUBRE DE 2023

CESIÓN DE DERECHOS

Al presentar este trabajo como requisito previo para la obtención del Título de Magister en Energías Renovables y Eficiencia Energética de la Universidad Mayor, Real y Pontificia de San Francisco Xavier de Chuquisaca, autorizo al Centro de Estudios de Posgrado e Investigación o a la Biblioteca de la Universidad, para que se haga de éste trabajo u documento disponible para su lectura, según normas de la Universidad.

También cedo a la Universidad Mayor, Real y Pontificias de San Francisco Xavier de Chuquisaca, los derechos de publicación de este trabajo o parte de él, manteniendo mis derechos de autor hasta un periodo de 30 meses posterior a su aprobación.

Neysa Quispe Flores

La Paz, octubre de 2023

AGRADECIMIENTOS

En primer lugar agradecer a Dios, por la vida, por haberme guiado en las decisiones que debía tomar y por haberme dado la sabiduría necesaria para cumplir con este importante paso en mi vida.

A mis padres por brindarme su apoyo incondicional, darme aliento día a día, para seguir adelante siempre, porque gracias a ellos soy quien soy, les agradezco la vida entera.

A mi tutor M. Sc. Juan Carlos Huaquisaca Paye, que me brindó información y orientación en el desarrollo de este trabajo.

A mi esposo quien me apoyo e impulso a avanzar en el desarrollo de este trabajo.
Y a todas aquellas personas y entidades que de una u otra forma prestaron su colaboración en la realización del presente trabajo.

DEDICATORIA

Dedico este trabajo a mis padres, a mi hijita y a mi esposo, quienes siempre me apoyaron incondicionalmente, me han dado fuerzas para seguir adelante y siempre han estado a mi lado en todo momento.

ÍNDICE GENERAL

CAPÍTULO I INTRODUCCIÓN	1
1.1. Introducción	1
1.2. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA.....	2
1.3. JUSTIFICACIÓN.....	3
1.4. OBJETIVO GENERAL Y OBJETIVOS ESPECÍFICOS	4
1.4.1. OBJETIVO GENERAL	4
1.4.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS	4
CAPÍTULO II MARCO TEÓRICO.....	5
2.1 MARCO CONTEXTUAL.....	5
2.1.3. MARCO NORMATIVO	7
2.2. MARCO CONCEPTUAL	10
2.2.1. Generación Distribuida.....	10
2.2.2. Modelos de retribución por energía inyectada a la red de distribución	11
2.2.2.1. Net Billing.....	12
2.2.2.2. Net Metering	12
2.2.2.3. Retribución por la energía inyectada a la Red de Distribución en la Actividad de Generación Distribuida en Bolivia	14
2.2.3. Energía Solar Fotovoltaica.....	14
2.2.4. Radiación Solar.....	15
2.2.4.1. Irradiancia	17
2.2.4.2. Irradiación	17
2.2.4.3. Horas Solar Pico (HSP)	17
2.2.5. Efecto Fotovoltaico	18
2.2.6. Sistema Solar Fotovoltaico.....	18
2.2.6.1. Funcionamiento del Sistema Fotovoltaico	18
2.2.6.2. Panel o módulo fotovoltaico	19
2.2.6.2.1. Tipos de módulos fotovoltaicos	19
2.2.6.3. Inversor de corriente	20
2.2.6.4. Puesta a Tierra	21
CAPITULO III METODOLOGÍA	23
3.1. DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN	23
3.2. POBLACIÓN.....	23

CAPITULO IV DESARROLLO DE LA INVESTIGACIÓN	27
4.1 PROPUESTA.....	27
4.2. ANÁLISIS Y DESARROLLO DEL TEMA DE INVESTIGACIÓN	27
4.2.1. Ubicación	27
4.2.2. Datos relevantes de la empresa ferroviaria andina	28
4.3. Evaluación de la demanda energética actual del Taller de Mantenimiento.....	30
4.3.1. Consumos e importes históricos de energía eléctrica	30
4.3.2. Análisis de usos de energía	30
4.3.2.1. Usos de energía por áreas organizacionales	31
4.3.2.2. Usos de energía por aplicaciones de uso final	31
4.4. Análisis de Consumo diario de Energía	32
4.5. Evaluación de la radiación en la zona de estudio.....	36
4.6. Dimensionamiento del sistema fotovoltaico conectado a la red eléctrica	40
4.6.1. Horas solar pico (HSP)	40
4.6.2. Potencia del sistema de generación fotovoltaica.....	40
4.6.3. Selección de Módulos fotovoltaicos	42
4.6.4. Cantidad y configuración de los paneles.....	42
4.6.5. Selección de los inversores.....	43
4.6.7. Área de emplazamiento	50
4.6.8. Elementos de protección.....	50
4.7. Retribución por la energía inyectada y ahorro en la facturación	53
4.8. Análisis Económico	54
4.8.1. Tiempo de recuperación de la inversión del sistema de generación fotovoltaica.....	55
4.9. Análisis Ambiental.....	57
4.10. Resultados.....	58
CAPITULO V CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	60
5.1. CONCLUSIONES	60
5.2. RECOMENDACIONES	61
6. BIBLIOGRAFÍA.....	62
7. ANEXOS.....	65

LISTA DE TABLAS

Tabla N° 1 Potencia Instalada del Sistema Interconectado Nacional (SIN) Potencia Instalada (MW).....	5
Tabla N° 2 Generación bruta de energía por tipo de tecnología en el SIN Generación bruta (GWh) por año.....	6
Tabla N° 3 Acceso a la generación distribuida según lo establecido R.A. N° 485/2022	9
Tabla N° 4 Consumo de energía eléctrica en el SIN	23
Tabla N° 5 Consumo de energía eléctrica por categoría [MWh] gestión 2022	25
Tabla N° 6 Detalle de mantenimientos realizados.....	29
Tabla N° 7 Información General sobre la facturación eléctrica.....	30
Tabla N° 8 Demanda de potencia por área	31
Tabla N° 9 Energía Consumida en un año, por aplicación	31
Tabla N° 10 Consumo de energía diario	32
Tabla N° 11 Consumo histórico de energía eléctrica	33
Tabla N° 12 Importes por consumo de electricidad.....	35
Tabla N° 13 Datos de la zona de estudio.....	36
Tabla N° 14 Irradiación global Horizontal mensual.....	36
Tabla N° 15 Irradiación global horizontal diaria.....	37
Tabla N° 16 Evaluación del grado óptimo de inclinación.....	37
Tabla N° 17 Grado óptimo de inclinación	39
Tabla N° 18 Alternativas de instalación de sistema fotovoltaico.....	41
Tabla N° 19 Potencia instalada del sistema fotovoltaico para las 3 alternativas.....	41
Tabla N° 20 Datos característicos de los módulos	42
Tabla N° 21 Número de paneles y costo del sistema fotovoltaico para las 2 alternativas.....	43
Tabla N° 22 Datos característicos de los inversores	44
Tabla N° 23 Número mínimo y máximo de paneles a conectar al inversor.....	45
Tabla N° 24 Número de paneles en serie y paralelo	46
Tabla N° 25 Ahorro en el importe de energía eléctrica-Alternativa 1	53
Tabla N° 26 Ahorro en el importe de energía eléctrica-Alternativa 2.....	53
Tabla N° 27 Ahorro en el importe de energía eléctrica-Alternativa 3.....	54
Tabla N° 28 Costo total del sistema fotovoltaico	55
Tabla N° 29 Evaluación económica con la alternativa 1 (50% del consumo de energía eléctrica)	55

Tabla N° 30 Evaluación económica con la alternativa 2 (87,25% del consumo de energía eléctrica).....	56
Tabla N° 31 Evaluación económica con la alternativa 2 (100 % del consumo de energía eléctrica).....	57
Tabla N° 32 Reducción de emisión de CO2.....	57

LISTA DE FIGURAS

Figura N° 1 Sistema Net Billing.....	12
Figura N° 2 Sistema solar fotovoltaico con un medidor bidireccional	13
Figura N° 3 Componentes de la radiación solar	16
Figura N° 4 Hora Solar Pico.....	18
Figura N° 5 Panel monocristalino.....	20
Figura N° 6 Inversor On-Grid	21
Figura N° 7 Ubicación del Taller de mantenimiento	27
Figura N° 8 Instalaciones Ferroviaria Andina S.A.	28
Figura N° 9 Ubicación satelital Ferroviaria Andina S.A.....	29
Figura N° 10 Inversor seleccionado	44
Figura N° 11 Esquema Alternativa 1	46
Figura N° 12 Esquema Alternativa 2	47
Figura N° 13 Esquema Alternativa 3	47
Figura N° 14 Resultados de la simulación en PVsyst.....	48
Figura N° 15 Esquema distancia mínima entre arista de paneles	49
Figura N° 16 Área de emplazamiento	50
Figura N° 17 Diagrama unifilar simplificado del sistema fotovoltaico.....	52

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico N° 1 Participación por tipo de tecnología - Periodo 2019 –2022	6
Gráfico N° 2 Participación en el consumo de energía eléctrica por empresa	24
Gráfico N° 3 Consumo de energía eléctrica por categoría [MWh] gestión 2022	25
Gráfico N° 4 Consumo de energía diario (kWh/día)	34

RESUMEN

El panorama de la generación de energía eléctrica está evolucionando a nivel global, con muchos países transitando hacia fuentes de energía renovable como parte de sus esfuerzos para cumplir con compromisos internacionales como el Protocolo de Kyoto y el Acuerdo de París. En Bolivia, se están implementando varios proyectos de generación de energía renovable en cumplimiento con el Plan de Desarrollo Económico y Social (PDES) 2021-2025.

En ese contexto, se puede mencionar que otra manera de reducir el consumo de energía eléctrica, es con la implementación de generación distribuida en los diferentes usuarios del sistema de distribución de energía eléctrica, más que todo en los usuarios de gran demanda, siendo que coadyuvaría a disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero y permitiría generar un ahorro económico al dejar de pagar por el consumo de energía eléctrica.

En ese sentido, para poder reducir el consumo de energía eléctrica del Taller de Mantenimiento de la Empresa Ferroviaria Andina S.A. ubicado en el Municipio de Viacha, se dimensionó un sistema de generación distribuida fotovoltaica para cubrir la demanda de energía eléctrica del Taller, para lo cual se evaluó la demanda energética actual del taller, el recurso solar en la ubicación del caso de estudio y se determinó los componentes del sistema fotovoltaico.

La implementación de la generación distribuida en el taller no solo reduce la dependencia de fuentes de energía convencionales, sino que también tiene un impacto ambiental positivo al reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, estimándose una mitigación anual de entre 21,602 y 43.198 toneladas de CO₂ equivalente. Además, la generación distribuida genera ahorros económicos significativos que oscilan entre Bs. 22,859.75 y Bs. 39.388,86 al año, de las alternativas analizadas.

Palabras Clave: Energía renovable, generación distribuida, gases de efecto invernadero, recurso solar.

ABSTRACT

The electricity generation landscape is evolving globally, with many countries moving towards renewable energy sources as part of their efforts to meet international commitments such as the Kyoto Protocol and the Paris Agreement. In Bolivia, several renewable energy generation projects are being implemented in compliance with the Economic and Social Development Plan (PDES) 2021-2025.

In this context, it can be mentioned that another way to reduce electrical energy consumption is with the implementation of distributed generation in the different users of the electrical energy distribution system, especially in users with high demand, which would contribute to reduce greenhouse gas emissions and would generate economic savings by no longer paying for the consumption of electrical energy.

In that sense, in order to reduce the electrical energy consumption of the Maintenance Workshop of the Empresa Ferroviaria Andina S.A. located in the Municipality of Viacha, a distributed photovoltaic generation system was sized to cover the electrical energy demand of the Workshop, for which the current energy demand of the workshop, the solar resource in the location of the case study were evaluated and determined the components of the photovoltaic system.

The implementation of distributed generation in the workshop not only reduces dependence on conventional energy sources, but also has a positive environmental impact by reducing greenhouse gas emissions, with an estimated annual mitigation of between 21,602 and 33,807 tons of CO₂. equivalent. In addition, distributed generation generates significant economic savings that range between Bs. 22,859.75 and Bs. 39.388,86 per year, with the alternatives analyzed.

Keywords: Renewable energy, distributed generation, greenhouse gases, solar resource.

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

1.1. INTRODUCCIÓN

A lo largo de la historia, se ha utilizado la energía obtenida de los combustibles fósiles, como el carbón, el petróleo y el gas natural, para satisfacer varias necesidades básicas y de subsistencia (Rosero H. & López, 2018). Sin embargo, los compromisos ambientales de los países a nivel mundial para reducir las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI), están generando políticas y programas para reducir el consumo de los combustibles fósiles, mediante acciones de eficiencia energética y gestión de la energía (Lee et al., 2018), la brecha de ahorro de energía se ha convertido en una preocupación para varias partes, a menudo utilizan los ahorros de energía esperados como base para diseñar nuevas políticas de ahorro de energía (Van den Brom et al., 2019).

El sector eléctrico en los últimos años está experimentando cambios que están provocando un replanteo del sistema. Las razones que están impulsando este cambio son múltiples, algunas de ellas son: La evolución en las demandas energéticas de los usuarios y el crecimiento en los estándares de calidad requeridos para la energía entregada al consumidor, el creciente desarrollo de las fuentes de energías renovables, y la necesidad estratégica de diversificación en la matriz energética. En ese sentido, la coexistencia entre la generación convencional y la generación distribuida es una tendencia en crecimiento a medida que los sistemas energéticos buscan ser más sostenibles, eficientes y flexibles. Esta transición hacia un sistema energético más diversificado y descentralizado tiene el potencial de beneficiar tanto a los consumidores como al medio ambiente. (Real-Calvo et al., 2017).

La Generación Distribuida (GD) se refiere a la producción de electricidad en pequeña escala, típicamente cerca de donde se consume la energía, en contraposición a la generación centralizada en grandes plantas de energía (Guillén Navarrete & Alonzo García, 2020).

La Generación Distribuida en Bolivia comenzó con la promulgación del Decreto Supremo N° 4477 el 24 de marzo de 2021. Este Decreto define la Generación Distribuida como la generación de energía eléctrica que se distingue por ser un sistema descentralizado instalado en el lugar de consumo, operando a una escala pequeña a mediana y utilizando fuentes renovables, se encuentra conectada a la red de distribución con el propósito de inyectar cualquier exceso de energía que produzca. (Ximena Montaña Sandoval, 2021).

Pocos meses después de la promulgación del Decreto Supremo N° 4477 se reglamentó la Generación Distribuida a través de cinco Resoluciones Administrativas emitidas

por la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN) (Ximena Montaña Sandoval, 2021). La gestión 2022, la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN) actualizó la reglamentación de Generación Distribuida.

A pesar de haberse modificado la reglamentación para que se pueda incentivar la generación distribuida, no incrementó en gran magnitud el registro de generadores distribuidos en Bolivia, por lo que se puede señalar que sigue haciendo falta algunos ajustes a los mismos.

1.2. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

El consumo de energía eléctrica con fuentes fósiles es uno de los principales factores que contribuyen al cambio climático y a la contaminación ambiental. Las fuentes fósiles, como el carbón, el petróleo y el gas natural, emiten grandes cantidades de gases de efecto invernadero y otros contaminantes que afectan la salud humana y la biodiversidad. Además, estas fuentes son limitadas y no renovables, lo que implica un riesgo de escasez y dependencia energética. Por estas razones, es necesario reducir el consumo de energía eléctrica con fuentes fósiles y promover el uso de energías limpias y renovables, como la solar, la eólica y la hidroeléctrica, que tienen un menor impacto ambiental y social.

Actualmente, el Taller de Mantenimiento de la Empresa Ferroviaria Andina S.A. tiene una alta demanda de energía eléctrica para el funcionamiento de los equipos y maquinaria, por ejemplo durante la gestión 2022, tuvo un consumo total de energía de 84.343 kWh, una máxima demanda de potencia registrada de 54kW en el período de punta y 65 kW en el periodo fuera de punta, lo que significó un importe anual total facturado de Bs. 139.465; este importe elevado representa una carga financiera importante para la empresa. Además, este consumo de energía convencional contribuye a la dependencia de recursos no renovables y emisiones de gases de efecto invernadero, lo que va en contra de los objetivos de sostenibilidad y responsabilidad ambiental.

Bajo ese contexto, se tienen las siguientes preguntas:

¿Cómo se puede dimensionar y diseñar de manera eficiente un sistema de generación distribuida fotovoltaica conectado a la red eléctrica para el Taller de Mantenimiento de la Empresa Ferroviaria Andina S.A. en Viacha, con el objetivo de reducir el consumo de energía, optimizar costos operativos y contribuir a la sostenibilidad ambiental de la empresa ferroviaria?

¿Se tendrá el potencial solar suficiente para poder instalar generación distribuida en el Taller de Mantenimiento?

¿Qué porcentaje del consumo eléctrico de la red pública se puede reemplazar por un sistema de generación distribuida fotovoltaico instalado en el Taller de Mantenimiento que tenga un tiempo de repago menor a 5 años?

1.3. JUSTIFICACIÓN

La generación distribuida es un sistema que permite producir energía eléctrica cerca de los puntos de consumo, aprovechando los recursos renovables disponibles en cada zona. Esta modalidad tiene múltiples beneficios ambientales, sociales y económicos, ya que reduce las pérdidas por transmisión, disminuye la dependencia de los combustibles fósiles, fomenta la participación ciudadana y diversifica la matriz energética.

La Generación Distribuida es esencial ya que genera ahorros económicos y coadyuvan en la transición energética; asimismo, como es sabido, la integración de generación distribuida en redes de distribución contribuiría a reducir las pérdidas.

La implementación de la generación distribuida en Bolivia es un desafío que requiere de una adecuada regulación, incentivos, infraestructura y conciencia pública. Sin embargo, también representa una oportunidad para impulsar el desarrollo sostenible del país, aprovechando su gran potencial de recursos renovables, en este caso el sol. Así, se podría contribuir al cambio de matriz energética, que consiste en aumentar la participación de las fuentes limpias y renovables en la producción de electricidad, reduciendo las emisiones de gases de efecto invernadero y mitigando el cambio climático.

Por otro lado, el Estado Plurinacional de Bolivia a pesar de contar con reservas de gas, este recurso puede disponerse para la exportación con mejores ingresos, ya que actualmente el gas que se dispone para generación de energía eléctrica tiene un precio subvencionado.

Reducir el consumo de energía eléctrica en el Taller de Mantenimiento de la Empresa Ferroviaria Andina S.A. que tiene una alta demanda de energía eléctrica para el funcionamiento de los equipos y maquinaria, es importante por varias razones, como ser: Contribuye a disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero que provocan el cambio climático y sus consecuencias negativas para el medio ambiente y la salud humana, permite ahorrar dinero en la factura eléctrica, reduce de la dependencia de los combustibles fósiles e impulsa la innovación y el desarrollo de tecnologías más limpias y sostenibles que pueden crear oportunidades de empleo y crecimiento económico.

Por lo que se considera importante para el Taller de Mantenimiento generar su propia electricidad a partir de paneles solares, para poder reducir significativamente los costos de energía a lo largo del tiempo.

1.4. OBJETIVO GENERAL Y OBJETIVOS ESPECÍFICOS

A continuación, se presentan el objetivo general y objetivos específicos:

1.4.1. OBJETIVO GENERAL

Dimensionar un sistema de generación distribuida fotovoltaica conectado a la red eléctrica que permita reducir de manera efectiva el consumo de energía en el Taller de Mantenimiento de la Empresa Ferroviaria Andina S.A., ubicado en el Municipio de Viacha, para reducir los costos asociados a la facturación de electricidad y contribuir a la mitigación de las emisiones de gases de efecto invernadero.

1.4.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Evaluar el consumo actual de energía eléctrica en el Taller de Mantenimiento de la Ferroviaria Andina S.A.
- Revisar la normativa de Generación Distribuida vigente.
- Seleccionar la ubicación adecuada para la instalación de los paneles solares.
- Dimensionar el sistema fotovoltaico adecuado para la generación de energía fotovoltaica para el taller.
- Seleccionar los equipos y componentes necesarios del sistema fotovoltaico.
- Calcular el retorno de la inversión y los posibles ahorros económicos.
- Determinar cuánto se reduciría de Dióxido de Carbono al implementar el sistema fotovoltaico en el taller.

CAPÍTULO II MARCO TEÓRICO

2.1 MARCO CONTEXTUAL

En el marco de dar cumplimiento a las metas del sector y de los compromisos del Protocolo de Kyoto y del Acuerdo de París, Bolivia viene aplicando políticas para diversificar la matriz energética, garantizando la producción de energía eléctrica a partir del uso sustentable y eficiente de los recursos energéticos.

Asimismo, el compromiso de Bolivia con el proceso global de transición energética, se presenta en el Plan de Desarrollo Económico y Social (PDES) 2021 - 2025, que tiene como un objetivo el incrementar al 75% el uso de la energía renovable (hidráulica, eólica, solar y biomasa) en la demanda de energía eléctrica.

El sistema eléctrico nacional se encuentra compuesto principalmente por sistemas de generación basados en fuentes fósiles; sin embargo, Bolivia cuenta con importantes recursos energéticos renovables; en ese contexto, en los últimos años se han implementado los siguientes proyectos de energías alternativas: Planta Solar Fotovoltaica de Oruro (100 MW), Planta Solar Uyuni (62,5 MW), Planta Solar Yunchará (5 MW), Parque Eólico Qollpana (27 MW), Parque Eólico Warnes I(14,40MW), Parque Eólico San Julián (39,60MW), Parque Eólico El Dorado (54MW), transformando la matriz energética a fuentes de energía más eficientes y limpias, como se puede apreciar en las tablas N° 1, 2 y gráfico N° 1:

Tabla N° 1

Potencia Instalada del Sistema Interconectado Nacional (SIN) Potencia Instalada (MW)

Fuente de Generación	2019	2020	2021	2022
Hidroeléctrica	758,00	758,00	757,98	736,75
Termoeléctrica	2.402,10	2.417,60	2.644,27	2.340,53
Energías Alternativas	142,80	143,20	320,32	363,87
Total	3.302,90	3.318,80	3.722,57	3.441,15

Fuente: Anuarios Estadísticos AETN, Página WEB - Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC)

Tabla N° 2

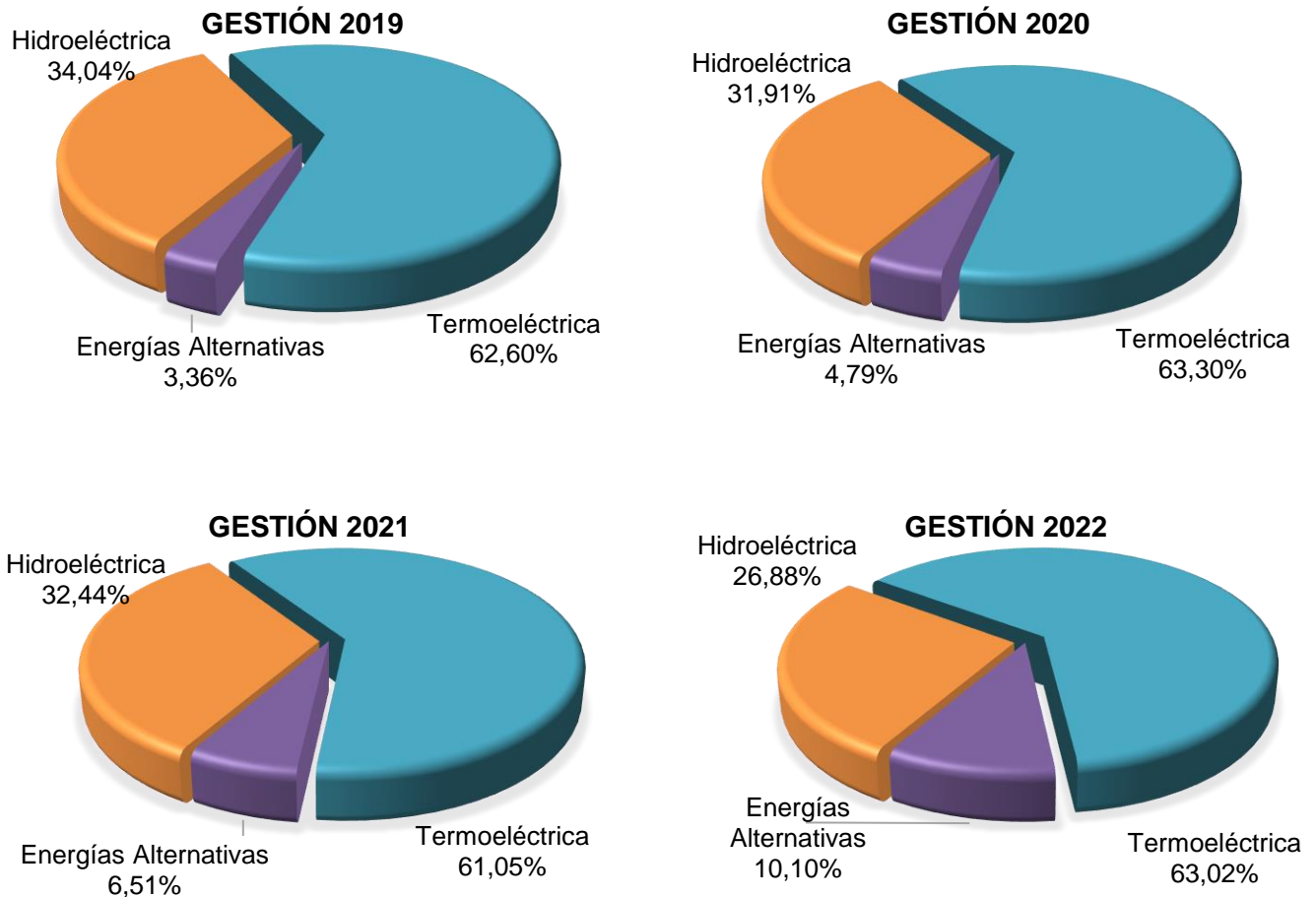
Generación bruta de energía por tipo de tecnología en el SIN Generación bruta (GWh) por año

Fuente de Generación	2019	2020	2021	2022
Hidroeléctrica	3.244,60	2.939,30	3.232,90	2.847,70
Termoeléctrica	5.966,70	5.831,40	6.084,80	6.675,30
Energías Alternativas	319,90	441,70	648,50	1.069,60
Total	9.531,20	9.212,40	9.966,20	10.592,60

Fuente: Anuarios Estadísticos AETN, Página WEB - CNDC

Gráfico N° 1

Participación por tipo de tecnología - Periodo 2019 –2022



Fuente: Elaboración propia en base a los datos de los Anuarios Estadísticos AETN, Página WEB - Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC)

Como se puede apreciar en el gráfico N° 1, desde la gestión 2019 hasta la gestión 2022, en Bolivia se ha ido implementando proyectos de energías alternativas que cambiaron la matriz energética.

2.1.3. MARCO NORMATIVO

Con el objeto de normar la actividad de Generación Distribuida (GD) en los sistemas de distribución de energía eléctrica, en fecha 24 de marzo de 2021, se promulgó el Decreto Supremo N° 4477 de Generación Distribuida, que tiene por objeto:

- a) Establecer condiciones generales para normar la actividad de Generación Distribuida en los sistemas de distribución de energía eléctrica;
- b) Determinar la retribución por la energía eléctrica inyectada a la Red de Distribución por la actividad de Generación Distribuida.

A partir del mismo, la AETN mediante resoluciones administrativas aprobó los siguientes reglamentos:

- Resolución AETN N° 343/2021 de 2 de julio de 2021, “Procedimiento para la Determinación de la Retribución por la Energía Inyectada a la Red de Distribución en la Actividad de Generación Distribuida”.
- Resolución AETN N° 344/2021 de 2 de julio de 2021, “Procedimiento Técnico Comercial para el Registro e Incorporación de los Generadores Distribuidos a la Red de Distribución en Bolivia”.
- Resolución AETN N° 345/2021 de 2 de julio de 2021, “Procedimiento para la Inscripción de Empresas dedicadas a la Elaboración de Proyectos e Instalación de Generación Distribuida, en el Registro de Empresas Instaladoras del Ente Regulador”.
- Resolución AETN N° 346/2021 de 2 de julio de 2021, “Procedimiento para la Recolección y Remisión de Información al Ente Regulador de los Generadores Distribuidos”.
- Resolución AETN N° 415/2021 de 29 de julio de 2021, para “Aprobar los Aranceles para el Trámite de Inscripción de Empresas dedicadas a la Elaboración de Proyectos e Instalación de Generación Distribuida, en el Registro de Empresas Instaladoras del Ente Regulador”.

Y en la gestión 2022, se realizaron modificaciones a los procedimientos y se emitieron las siguientes Resoluciones Administrativas:

- Resolución AETN N° 485/2022 de 1 de septiembre de 2022, “Procedimiento Técnico Comercial para el Registro e Incorporación de los Generadores Distribuidos a la Red de Distribución en Bolivia” y “Procedimiento de Regularización del Registro de Consumidores con Generación Distribuida existentes antes de la promulgación de la Normativa”
- Resolución AETN N° 486/2022 de 1 de septiembre de 2022, “Procedimiento para la Inscripción de Empresas dedicadas a la Elaboración de Proyectos e Instalación de Generación Distribuida, en el Registro de Empresas Instaladoras del Ente Regulador”.
- Resolución AETN N° 487/2022 de 1 de septiembre de 2022, “Procedimiento para la Recolección y Remisión de Información al Ente Regulador de los Generadores Distribuidos”.
- Resolución AETN N° 488/2022 de 1 de septiembre de 2022, “Procedimiento para la Determinación de la Retribución por la Energía Inyectada a la Red de Distribución en la Actividad de Generación Distribuida”.

El punto 6.4 de la Resolución AETN N° 485/2022 de 1 de septiembre de 2022, indica las características técnicas mínimas de la Nanogeneración, Microgeneración y Minigeneración distribuida. Asimismo, la actual reglamentación de la normativa de Generación Distribuida establece que no puede instalar un sistema de generación eléctrica que genere más electricidad que la que consume en promedio normalmente.

Así también, el punto 5.5.1 del Procedimiento técnico comercial para el registro e incorporación de los generadores distribuidos a la red de distribución en Bolivia, señala que los consumidores regulados solicitantes podrán acceder a un sistema de Generación Distribuida, considerando el nivel de demanda y de tensión de la categoría tarifaria asignada al suministro asociado, según la siguiente tabla:

Tabla N° 3*Acceso a la generación distribuida según lo establecido R.A. N° 485/2022*

Nivel de demanda de la Categoría del Consumidor Regulado	Nivel de Tensión	Nanogeneración (<=10kW)	Microgeneración	Minigeneración
			(>10kW y <=50kW)	(>50kW y <=350kW)
PD	BT	SI	NO	NO
	MT	SI	NO	NO
MD	BT	SI	SI	NO
	MT	SI	SI	NO
GD	BT	SI	SI	NO
	MT	SI	SI	SI

Fuente: Resolución Administrativa N° 485/2022

De la misma forma, el punto 5.5.4 del Procedimiento Técnico Comercial para el registro e incorporación de los generadores distribuidos a la red de distribución en Bolivia, aprobado mediante Resolución Administrativa AETN N° 485/2022 de 1 de septiembre de 2022, establece que los consumidores de gran demanda (GD - con demandas máximas mayores a 50kW), podrán acceder solo a la nanogeneración y microgeneración.

Por otro lado el punto 5.5.5. del Procedimiento Técnico Comercial para el registro e incorporación de los generadores distribuidos a la red de distribución en Bolivia, indica que la potencia instalada preliminar del sistema de Generación distribuida será aquella que permita generar, en un año calendario, una energía equivalente a su consumo de energía en los doce meses previos a la solicitud de acceso.

Además, en el punto 6.4 de la Resolución Administrativa N° 485/2022, establece que las características técnicas mínimas de la microgeneración distribuida son las siguientes:

1. Elemento de maniobra Generación Distribuida en CA.
2. Elemento de interrupción (puede estar integrado en el elemento de protección y maniobra en CA).
3. Protección de sub y sobretensión.
4. Dispositivo de protección contra sobrevoltajes transitorios atmosféricos o de maniobra.
5. Protección de sub y subfrecuencia.
6. Relé de sincronismo.
7. Anti-Isla.
8. Registro de la generación incorporado en el inversor.

9. Medición (Sistema de medición Bidireccional, 4 cuadrantes).
10. Elemento de corte general.
11. Elemento de Maniobra y seccionamiento de Generación Distribuida CC.
12. Sistema de Medición de la fuente de Generación Distribuida en CA.

2.2. MARCO CONCEPTUAL

2.2.1. Generación Distribuida

La Generación Distribuida (GD) representa una alternativa para la producción de energía eléctrica en numerosos países. Esta tecnología permite que los sistemas de suministro eléctrico puedan aprovechar la energía renovable generada en hogares y empresas en momentos de alta demanda en el sistema eléctrico nacional (Guillén Navarrete & Alonzo García, 2020).

La Generación Distribuida es un sistema que abarca la generación de energía eléctrica a nivel local, cercana al punto de consumo, permitiendo su operación de forma independiente o su integración en la red eléctrica. Este enfoque ofrece una serie de beneficios tanto para los consumidores como para el sistema en su totalidad (Francisco Fernández et al., 2010).

La Generación Distribuida busca diversificar la matriz energética, reducir los combustibles fósiles y minimizar el impacto ambiental (Rojas Suárez et al., 2021).

La relevancia de la Generación Distribuida ha adquirido un mayor protagonismo en los últimos años, especialmente con la apertura de los mercados eléctricos en muchos países y la promoción de tecnologías de generación avanzadas. Otro factor que ha suscitado un creciente interés en la Generación Distribuida es su contribución al desarrollo sostenible, dado que suele estar vinculada a la producción de energía limpia. Además, esta modalidad puede mejorar significativamente la fiabilidad del sistema eléctrico (Guillén Navarrete & Alonzo García, 2020).

Las actividades de cogeneración y autogeneración utilizan generalmente recursos renovables como: solar, hidroeléctricos al filo de agua, biomasa, solar y eólico (Guillén Navarrete & Alonzo García, 2020).

De acuerdo con la definición del Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos (IEEE), la Generación Distribuida se refiere a la producción de electricidad a través de instalaciones que son lo suficientemente pequeñas en comparación con las grandes centrales de generación, lo que les permite conectarse prácticamente en cualquier punto del sistema eléctrico.

Teniendo en cuenta el concepto de algunos autores se podría definir como:

- Generación a pequeña escala instalada cerca del lugar de consumo.
- Producción de electricidad con instalaciones suficientemente pequeñas en relación con las grandes centrales de generación, de forma que se puedan conectar casi en cualquier punto de un sistema eléctrico.
- Generación conectada directamente a las redes de distribución.
- Generación de energía eléctrica mediante instalaciones mucho más pequeñas que las centrales convencionales y situadas en las proximidades de las cargas.
- Sistemas de generación eléctrica o de almacenamiento, situados dentro o cerca de los centros de carga.
- Producción de electricidad por generadores colocados, o bien en el sistema eléctrico de la empresa, en el sitio del cliente, o en lugares aislados fuera del alcance de la red de distribución.
- Generación de energía eléctrica a pequeña escala cercana a la carga, mediante el empleo de tecnologías eficientes; destacándose la cogeneración, con la cual se maximiza el uso de los combustibles utilizados.

La Generación Distribuida representa un cambio significativo, ya que implica la producción de electricidad en pequeñas centrales ubicadas en áreas con alta demanda de consumo. La generación distribuida mejora la confiabilidad en el suministro de energía eléctrica, reduciendo la probabilidad de fallas, ayuda en la demanda en horas de punta y en los programas de gestión del consumo, ya que en este periodo se emplea la generación distribuida, reduce las pérdidas de energía eléctrica tanto en redes de distribución como de transporte (Córdor Lucchini, 2020).

Y de acuerdo al Decreto Supremo N° 4477, es la generación de energía eléctrica de pequeña a mediana escala, a través de un sistema de generación con fuentes renovables instalado cerca del lugar de consumo. Tiene la capacidad de inyectar sus excedentes de generación a la Red de Distribución (Ministerio de Hidrocarburos y Energías, 2021).

2.2.2. Modelos de retribución por energía inyectada a la red de distribución

En Bolivia hay dos modelos de retribución por la energía eléctrica inyectada a la Red de Distribución que son muy utilizados también en otros países: *Net Billing* y *Net Metering*, los cuales se describen a continuación:

2.2.2.1. Net Billing

La facturación neta (o *Net billing* en inglés) es un mecanismo por el cual los generadores de energía eléctrica renovable conectados a la red pueden ser compensados total o parcialmente por su consumo eléctrico, e inclusive se puede cobrar si se otorga a la red más energía de la que se consume. Evidentemente, el objetivo central de este instrumento es que los consumidores de energía eléctrica instalen generadores de electricidad mediante fuentes renovables, como los paneles solares fotovoltaicos (Eirin et al., n.d.).

La facturación neta permite con dos medidores, tener tarifas separadas para el consumo y producción de energía eléctrica, para que al final del período de facturación puedan “netearse” los cargos de consumo y producción de energía (Levy, Messina y Contreras Lisperguer, 2021). De esta manera, mientras en la medición neta la energía eléctrica inyectada se valora al mismo precio al que pagan los consumidores, en la facturación neta la energía inyectada tiene un precio menor que el precio de la energía consumida en la red (Eirin et al., n.d.).

Figura N° 1

Sistema Net Billing



Fuente: <https://www.tenlight.mx/blog/conoce-los-esquemas-de-interconexion-que-existen-en-mexico>

2.2.2.2. Net Metering

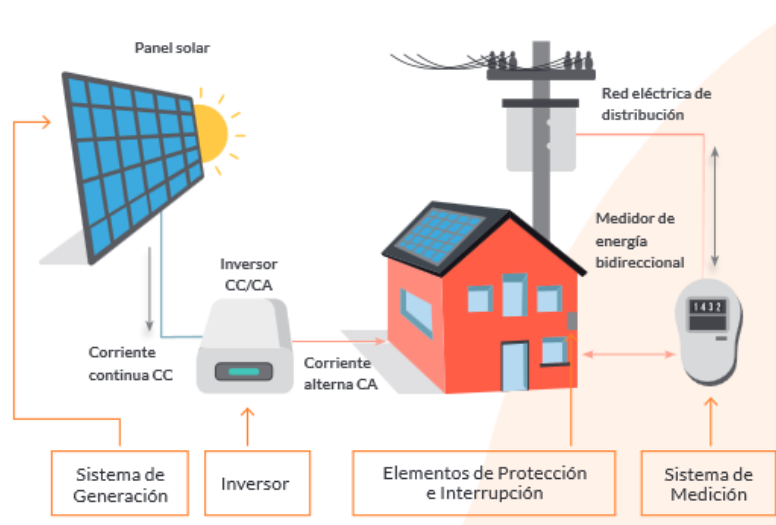
Es un sistema de medición para los usuarios que han decidido adoptar los sistemas de generación solar fotovoltaica para implementar una forma de ahorro en las facturas por servicio eléctrico además de almacenar la factura eléctrica para compensar el consumo con la generación solar fotovoltaica, este sistema se ha vuelto innovador ya que es el principal

impulso de rentabilidad en el mercado italiano y de diferentes países europeos (Sari & Xavier, n.d.).

Con esta tecnología disminuiría el costo en inversiones públicas y se concentraría en los beneficios para el usuario, dado esto al cliente se encuentra en una posición que pueda manejar la generación, control y los flujos bidireccionales tanto del consumo como del recurso económico. Este sistema utiliza la medición bidireccional como se muestra en la Figura N° 2, para el cálculo del consumo de la energía inyectada o extraída de la red (Sari & Xavier, n.d.)

Figura N° 2

Sistema solar fotovoltaico con un medidor bidireccional



Fuente: Ministerio de Hidrocarburos y Energías, 2021

Mediante *Net metering* los consumidores pueden recuperar la inversión del proyecto y contribuir a reducir las emisiones, mientras que los reguladores buscarán promover las energías renovables, incentivar la generación distribuida y evitar distorsiones en la estructura tarifaria. Éstos últimos deben definir si la acumulación de créditos es posible, y evaluar si al vencimiento del crédito se puede otorgar una compensación monetaria y/o la renovación del período de reinversión. También se debe analizar si el saldo neto se calculará al final de una determinada unidad de tiempo y señalar cuál es el nivel de agregación entre los generadores distribuidos (ya sea una persona natural, instalación, grupos de personas y/o instalaciones), entre otras cuestiones (Eirin et al., n.d.).

2.2.2.3. Retribución por la energía inyectada a la Red de Distribución en la Actividad de Generación Distribuida en Bolivia

De acuerdo a la Resolución AETN N° 488/2022 de 1 de septiembre de 2022, la facturación mensual al consumidor será efectuada de acuerdo a lo siguiente:

$$I_E = E_c * C_{ET} - E_i * P_{Ei} \quad (1)$$

Donde:

I_E : Importe por energía en bolivianos (Bs.)

C_{ET} : Cargos tarifarios de energía de la estructura tarifaria en bolivianos por kilovatio hora (Bs/kWh)

E_c : Energía Consumida en kilovatios hora (kWh).

E_i : Energía Inyectada en kilovatios hora (kWh).

P_{Ei} : Precio de Energía Inyectada en bolivianos por kilovatio hora (Bs/kWh).

Para el caso de estudio categoría industrial la retribución por la energía inyectada a la red del Distribuidor, será efectuada mediante la valorización de la energía inyectada aplicando un precio al precio de nodo de Energía ponderado vigente en el Sistema Interconectado Nacional (SIN).

La energía consumida será valorizada mediante la aplicación de los cargos de la Estructura tarifaria correspondiente a la categoría de consumo del mes de facturación.

El importe de la Energía inyectada mensual será descontado del importe de la energía consumida de la red del distribuidor en el periodo de facturación, obteniendo el importe por energía del mes de facturación.

2.2.3. Energía Solar Fotovoltaica

La energía solar es la obtenida mediante la irradiación producida por el sol y es empleada principalmente para la generación de calor o para la generación de electricidad mediante paneles fotovoltaicos. La energía solar fotovoltaica es una fuente de energía obtenida gracias al aprovechamiento de la radiación solar, que es convertida en electricidad de origen renovable (Gutiérrez & Mejía, n.d.).

Los sistemas de energía fotovoltaica consisten en la integración de varios componentes, cada uno de ellos cumpliendo con una o más funciones específicas, a fin de que éste pueda suplir la demanda de energía eléctrica (Gutiérrez & Mejía, n.d.).

2.2.4. Radiación Solar

La radiación solar se refiere al flujo de energía que emana del Sol en forma de ondas electromagnéticas, lo que permite la transferencia de energía solar a la superficie terrestre. Estas ondas electromagnéticas abarcan diversas frecuencias, y aproximadamente la mitad de ellas son perceptibles por el ojo humano, conformando lo que conocemos como luz visible. La otra mitad se distribuye principalmente en la región infrarroja del espectro, con una pequeña porción en la gama ultravioleta (Sari & Xavier, n.d.).

La radiación solar es la magnitud que indica el valor de radiación incidente en una determinada superficie, o definida también como la energía solar percibida por cada metro cuadrado en un segundo (Sari & Xavier, n.d.).

La unidad que describe a la radiación es la irradiación solar, su medida es $[W/m^2]$, si esta se midiera en la cima de la atmósfera que esta perpendicular a los rayos solares, tiene un valor promedio de $1.367 W/m^2$, a la cual se le denomina como constante solar. Con las diferentes mediciones de varios años se llegan a determinar que no cambia y si lo hace no tiene una variación significativa (Sari & Xavier, n.d.).

El factor irradiación solar puede ser el punto de quiebre en la toma de decisiones, ya que causa una diferencia representativa en la producción estimada de la μCFV (Salazar & Arcos, 2021).

La palabra radiación se utiliza generalmente para la energía del sol, y si se requiere una distinción entre potencia y energía de la radiación, se utilizan los términos de irradiancia e irradiación (Ormachea Muñoz, 2021).

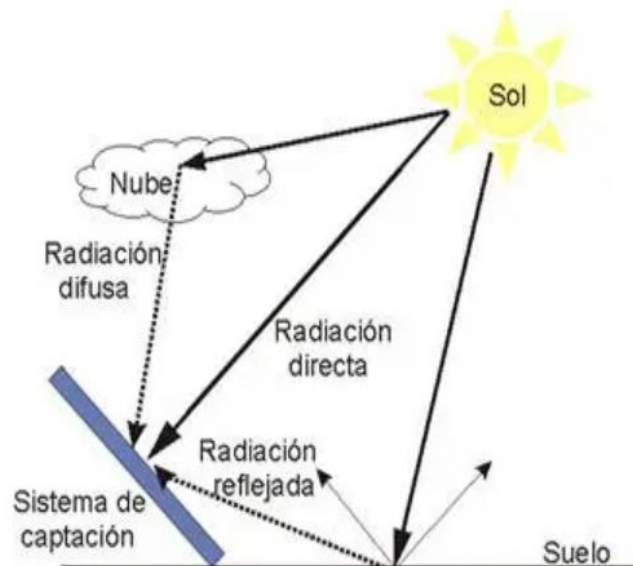
La radiación solar sobre la superficie terrestre tiene variaciones temporales, siendo unas aleatorias, como la nubosidad, y otras previsibles, como son los cambios estacionales o el día y la noche, provocadas por los movimientos de la Tierra (Ormachea Muñoz, 2021).

La radiación solar sobre un receptor se clasifica en tres componentes: directa, difusa y reflejada o de albedo, las cuales se detallan a continuación:

- **Radiación directa (I):** la forman los rayos recibidos directamente del Sol. La orientación de un módulo fotovoltaico está fuertemente influenciada por la radiación directa. En general, la radiación directa es más intensa (Ormachea Muñoz, 2021).
- **Radiación difusa (D):** procedente de toda la bóveda del cielo, excluyendo el disco solar, la forman los rayos dispersados por la atmósfera en dirección al receptor (por ejemplo, en un día completamente nublado toda la radiación recibida es difusa (Ormachea Muñoz, 2021).
- **Radiación reflejada o de albedo (R):** reflejada por la superficie terrestre hacia el receptor. Depende directamente de la naturaleza de las montañas, lagos, edificios, etc. que rodean al receptor (Ormachea Muñoz, 2021).

Figura N° 3

Componentes de la radiación solar



Fuente: <https://pedrojhernandez.com/2014/03/08/radiacion-directa-difusa-y-reflejada/>

La suma de todas las radiaciones descritas recibe el nombre de radiación global (G), que es la radiación solar total que recibe el módulo fotovoltaico (Ormachea Muñoz, 2021).

2.2.4.1. Irradiancia

La irradiancia es una medida de la proporción de la energía solar recibida por unidad de área y tiene unidades de vatios por metro cuadrado (W/m^2), donde 1W es igual a 1J por segundo (Ormachea Muñoz, 2021).

2.2.4.2. Irradiación

La irradiación es la integración o suma de las irradiancias en un periodo de tiempo determinado. Es la cantidad de energía solar recibida durante el periodo de tiempo. Se mide en julios por metro cuadrado por un periodo de tiempo (J/m^2 por hora, día, semana, mes, año, etc, según el caso) (Castejón & Santamaria, 2010).

En la práctica, dada la relación con la generación de energía eléctrica, se utiliza como unidad el $W\cdot h/m^2$ y sus múltiplos más habituales $kW\cdot h/m^2$ y $MW\cdot h/m^2$ (Castejón & Santamaria, 2010).

2.2.4.3. Horas Solar Pico (HSP)

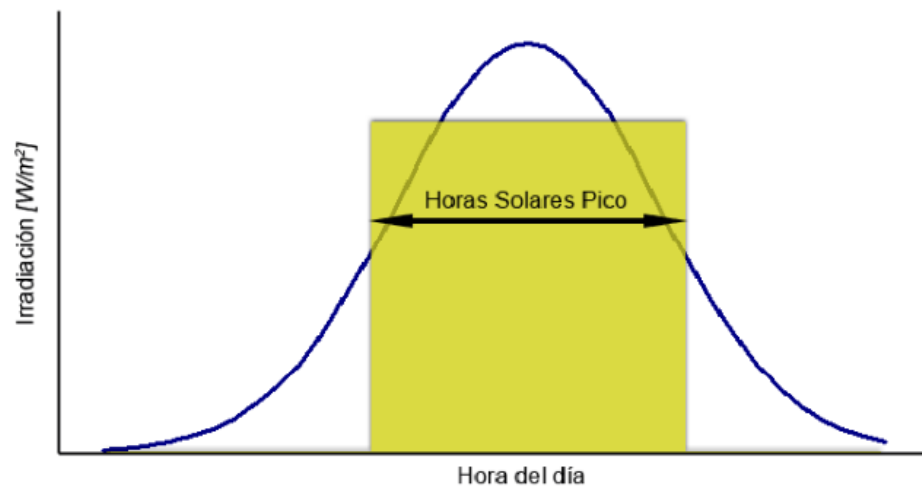
Las Horas Solar Pico pueden definirse como el número de horas al día con una irradiación ficticia de $1000 W/m^2$ que en conjunto suman la misma irradiación total que la real ese día (Ormachea Muñoz, 2021).

La Hora Solar Pico es de gran importancia a la hora de calcular la producción de un sistema fotovoltaico. Las Horas Solar Pico que pueden definirse como el número de horas al día con una hipotética irradiancia de $1.000 W/m^2$ que en conjunto suman la misma irradiación total que la real de ese día.

Una hora solar pico "HSP" equivale a $1Kwh/m^2$ o, lo que es lo mismo, $3.6 MJ/m^2$. Es decir, un modo de contabilizar la energía recibida del sol agrupándola en paquetes, siendo cada "paquete" de 1 hora recibiendo $1000 W/m^2$.

Figura N° 4

Hora Solar Pico



Fuente: https://www.researchgate.net/figure/Horas-solar-pico-durante-el-dia_fig4_280959999

2.2.5. Efecto Fotovoltaico

El efecto fotovoltaico fue reconocido por primera vez en 1839 por el físico francés Alexandre-Edmond Becquerel. Sus estudios sobre el espectro solar, magnetismo, electricidad y óptica son el pilar científico de la energía fotovoltaica (Gutiérrez & Mejía, n.d.)

2.2.6. Sistema Solar Fotovoltaico

Un sistema solar fotovoltaico es un conjunto de elementos cuya finalidad es de obtener la energía eléctrica a través de módulos fotovoltaicos, para suministrarlos a un punto de consumo.

Un sistema fotovoltaico se compone de un conjunto de células fotovoltaicas que convierten la energía solar en electricidad de corriente continua. Para su posterior inyección en la red, esta corriente continua debe ser convertida en corriente alterna mediante un inversor. Las células solares son los componentes encargados de capturar la radiación solar (Delgado, n.d.)

2.2.6.1. Funcionamiento del Sistema Fotovoltaico

La luz del sol consiste en paquetes de energía llamados fotones que caen sobre los paneles solares y generan corriente eléctrica a través de un proceso llamado efecto

fotovoltaico. Cada panel genera relativamente poca electricidad, pero se puede conectar a otros paneles para generar mayores cantidades de energía, como los paneles solares. La electricidad producida por un panel solar (o matriz) está en forma de corriente continua (CC) (Martínez V. & Mora C., 2022).

A pesar de que muchos dispositivos electrónicos, como los teléfonos celulares o las computadoras portátiles, funcionan con corriente continua (CC), están diseñados para operar con una red eléctrica que suministra (y requiere) corriente alterna (CA). Para que la energía solar resulte práctica, es necesario realizar una conversión de CC a CA a través de un dispositivo conocido como inversor. La electricidad en forma de CA generada por este inversor puede ser utilizada localmente para alimentar dispositivos electrónicos o, en caso de un exceso de energía, puede ser inyectada en la red eléctrica para su aprovechamiento en otros lugares (Martínez V. & Mora C., 2022).

2.2.6.2. Panel o módulo fotovoltaico

Un panel o módulo solar es un dispositivo que capta la energía de la radiación solar para su aprovechamiento. Un panel fotovoltaico está compuesto de materiales semiconductores, tales como el silicio o el arseniuro de galio (López & Pabón, 2015).

Es un elemento de diversas formas y dimensiones, capaz de captar los rayos del sol y transformarla en electricidad, en su interior está compuesto de celdas con células fotoeléctricas de materiales semiconductores como; el silicio o el arseniuro de galio que les permite posteriormente a los electrones circular a través del material y producir electricidad. El voltaje y la corriente de circulación dependerán de su conexión interna entre celdas.

En cada celda las células fotoeléctricas que componen un módulo fotovoltaico son capaz de ofrecer una tensión de 0,5 – 0,6 voltios con una potencia de 1 – 1.5 Watts en condiciones estándar, con una irradiación solar hipotética de 1000 W/m² y temperatura de 25 °C.

2.2.6.2.1. Tipos de módulos fotovoltaicos

Se tiene tres tipos de módulo o panel fotovoltaico, que en la actualidad son más comerciales:

- Monocristalinos

- Policristalinos
- De Capa Fina

Para el caso de estudio se empleará módulos fotovoltaicos monocristalinos, el cual se describe a continuación:

a) Monocristalinos: Este panel fotovoltaico se distingue por sus células uniformemente coloreadas, esquinas redondeadas y un aspecto de alta pureza en el silicio. Su eficiencia oscila entre el 15% y el 21%, y su vida útil se extiende hasta los 25 años (Gutiérrez & Mejía, n.d.).

Figura N° 5

Panel Monocristalino



Fuente: (Gutiérrez & Mejía, n.d.)

2.2.6.3. Inversor de corriente

Un inversor de corriente es un componente electrónico diseñado para transformar un tipo de corriente en otro con el fin de satisfacer diversas necesidades. En la actualidad, existen dos tipos principales de corriente eléctrica: la corriente continua, conocida como DC por sus siglas en inglés (Direct Current), y la corriente alterna, abreviada como AC (Alternating Current). Los inversores son capaces de realizar esta conversión entre ambas corrientes, ajustando los niveles de tensión o voltaje tanto en la entrada como en la salida.

Por ejemplo, si se introduce corriente alterna (AC) en un inversor, la corriente de salida será corriente continua (DC), y viceversa. En un sistema fotovoltaico, el inversor desempeña un papel importante al convertir la corriente continua (DC) generada por los paneles fotovoltaicos en voltajes de 12V, 24V y 48V en corriente alterna (AC) para su uso en cargas específicas, a una tensión y potencia determinadas (Jamjachi R., 2021).

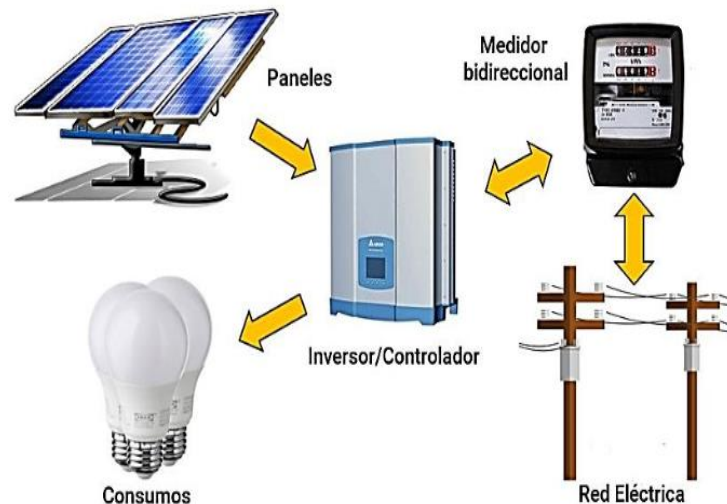
El convertidor de corriente DC/AC, también llamado inversor u ondulator, es un dispositivo electrónico de potencia encargado de convertir la corriente continua (DC) proveniente de los generadores fotovoltaicos en corriente alterna (AC) para su consumo en la vivienda (Jamjachi R., 2021).

Existen tres tipos de inversores y son los *Off-Grid*, *On-Grid* e Híbridos, para el caso de estudio se empleará el que se describe a continuación:

a) Inversor On-Grid: El inversor On-Grid es el tipo de inversor es utilizado en sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica, éste a su vez entrega la energía producida de los módulos fotovoltaicos a la misma red eléctrica, por lo que, no tiene la necesidad de contar con acumuladores (Jamjachi R., 2021).

Figura N° 6

Inversor On-Grid



Fuente: www.suriaenergy.com/tipos-de-instalacionessolares-ongrid-offgrid-e-hibridos

2.2.6.4. Puesta a Tierra

La puesta a tierra en instalaciones eléctricas está principalmente relacionada con la seguridad, protegiendo la integridad física de las personas. Estos mecanismos de seguridad se establecen siguiendo normativas, garantizando su cumplimiento en el diseño de las

instalaciones eléctricas. La conexión a tierra tiene como objetivo minimizar las diferencias de potencial en las estructuras, creando así una superficie equipotencial (Jamjachi R., 2021).

Cualquier estructura conductiva expuesta podría ser tocada por una persona y, si en algún momento se energiza debido a pérdidas de aislamiento u otras razones, podría dar lugar a daños o incluso situaciones fatales. La puesta a tierra también debe asegurar que, en caso de una falla a tierra, la corriente de falla regrese al sistema sin causar daño al equipo o lesiones a las personas. Por lo tanto, es esencial que los sistemas de puesta a tierra tengan una impedancia baja, permitiendo que la corriente de falla opere adecuadamente en los dispositivos de protección, los cuales deben responder rápidamente para interrumpir el flujo de corriente (Jamjachi R., 2021).

CAPÍTULO III METODOLOGÍA

3.1. DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN

Mediante la técnica de análisis bibliográfico, se buscaron artículos, tesis, libros, documentos, revistas, Decreto Supremo, Resoluciones Administrativas reglamentarias, que contenían información sobre el principio de operación, características eléctricas, generación de energía eléctrica con fuentes renovables, entre otros.

El presente documento es descriptivo, porque se recopilaron datos detallados sobre la demanda eléctrica, los horarios de funcionamiento de los equipos, las necesidades energéticas del taller de mantenimiento de la empresa Ferroviaria Andina S.A., se evaluó las condiciones de la ubicación, se recopiló datos sobre la radiación solar en la ubicación del taller de las plataformas de la NASA y también del PVGIS con lo que se evaluó la radiación solar.

Las fuentes de información empleadas en el presente trabajo fueron citadas en las referencias, la investigación se basó en el método científico.

3.2. POBLACIÓN

El sistema Interconectado Nacional (SIN) integra instalaciones de generación, transmisión y distribución en 8 departamentos de Bolivia: La Paz, Santa Cruz, Cochabamba, Oruro, Potosí, Chuquisaca, Beni y Tarija, las empresas distribuidoras que prestan servicio de distribución de energía eléctrica en el país, tuvieron el siguiente consumo de energía eléctrica durante la gestión 2022.

Tabla N° 4
Consumo de energía eléctrica en el SIN

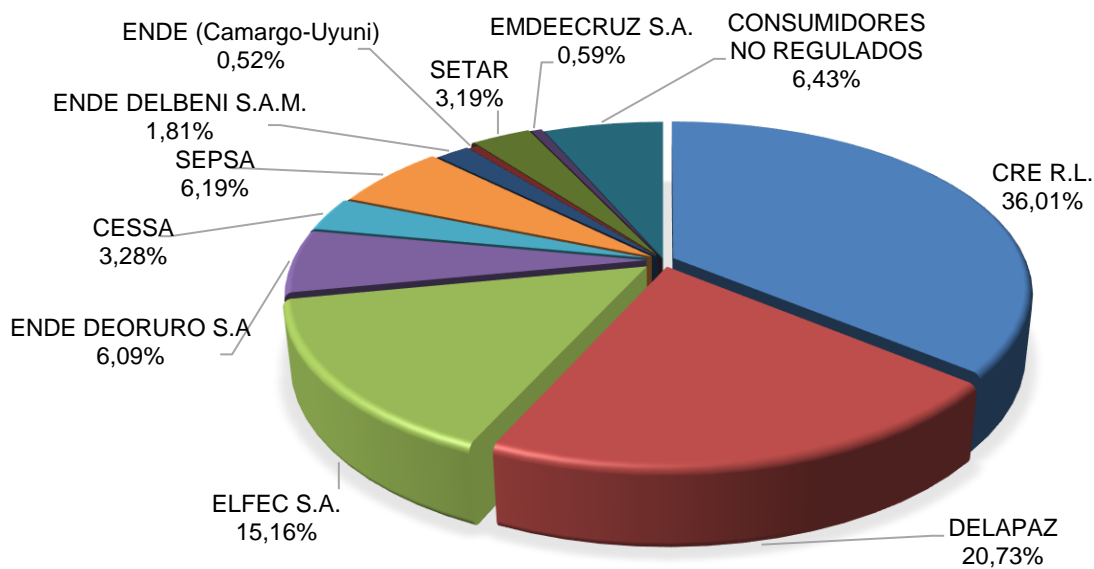
Empresa	Total Consumo de energía eléctrica (MWh)	% participación en el SIN
CRE R.L.	3.265.405,40	36,01%
DELAPAZ	1.880.280,10	20,73%
ELFEC S.A.	1.375.126,50	15,16%
ENDE DEORURO S.A	552.414,60	6,09%
CESSA	297.721,00	3,28%

Empresa	Total Consumo de energía eléctrica (MWh)	% participación en el SIN
SEPSA	561.292,60	6,19%
ENDE DELBENI S.A.M.	163.861,20	1,81%
ENDE (Camargo-Uyuni)	47.188,70	0,52%
SETAR	289.215,80	3,19%
EMDEECRUZ S.A.	53.682,30	0,59%
CONSUMIDORES NO REGULADOS	582.680,30	6,43%
TOTAL	9.068.868,50	100,00%

Fuente: Elaboración propia con datos del Anuario Estadístico de la AETN

Gráfico N° 2

Participación en el consumo de energía eléctrica por empresa



Fuente: Elaboración propia

Como se puede apreciar en el gráfico precedente, se puede apreciar que la Distribuidora de Electricidad de La Paz (DELAPAZ), tiene una participación en el consumo de energía eléctrica del 20,73% en relación a las otras distribuidoras y consumidores no regulados conectados al SIN.

La estructura tarifaria de los usuarios de la Distribuidora de Electricidad DELAPAZ, está compuesta por usuarios residenciales, general, comercial, industrial, alumbrado público, minería, transporte masivo, seguridad ciudadana. De los cuales se tienen los siguientes datos:

Tabla N° 5

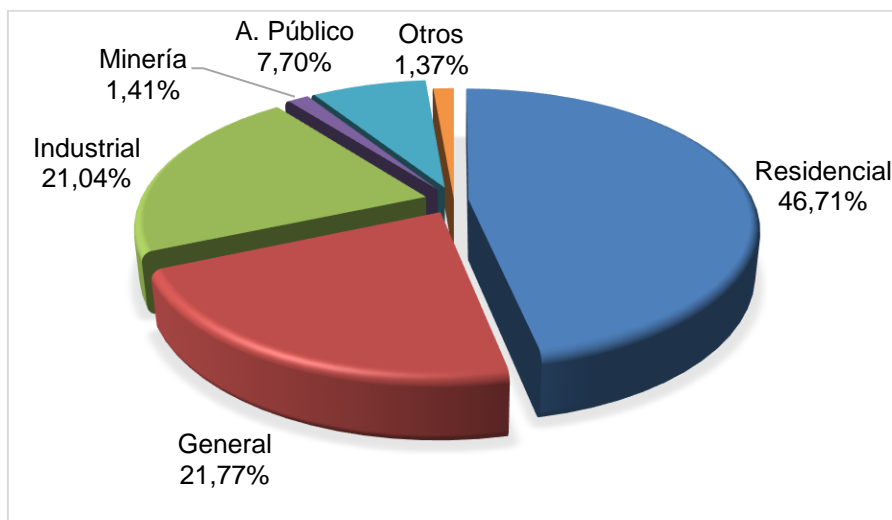
Consumo de energía eléctrica por categoría [MWh] gestión 2022

SISTEMA	Residencial	General	Industrial	Minería	A. Público	Otros	Total
Sistema Mayor	773.591,53	355.301,94	383.882,53	243,35	129.950,74	25.297,50	1.668.267,59
Sistema Aroma	8.488,66	10.612,64	399,99	344,54	4.079,55	158,79	24.084,17
Sistema Norte	56.162,58	24.026,61	2.626,75	6.865,37	4.056,06	194,88	93.932,25
Sistema Nuevo	40.000,65	19.439,71	8.705,01	19.087,24	6.704,96	58,46	93.996,03
TOTAL DLP	878.243,42	409.380,90	395.614,28	26.540,50	144.791,31	25.709,63	1.880.280,04

Fuente: Elaboración propia con datos del Anuario Estadístico de la AETN

Gráfico N° 3

Consumo de energía eléctrica por categoría [MWh] gestión 2022



Fuente: Elaboración propia en base a datos del Anuario Estadístico AETN 2022

Como se puede apreciar en el gráfico N° 3, la categoría residencial tiene una participación del 46,71% en el consumo de energía eléctrica en el departamento de La Paz, la categoría industrial representa un 21,04% y la categoría general un 21,77% del consumo total de la distribuidora; la categoría minera un 1,41%, el alumbrado público un 7,70% y otros usuarios un 1,37%.

Ahora bien, considerando los porcentajes anteriormente mencionados, se puede observar que la categoría industrial tiene un importante consumo de energía eléctrica en el

departamento de La Paz; en ese sentido, una alternativa para poder reducir dicho consumo es con la implementación de generación distribuida solar.

Por lo que en este caso la población de estudio es el Taller de mantenimiento de la Empresa Ferroviaria Andina S.A. que se encuentra ubicado en el Municipio de Viacha y que pertenece a la categoría industrial de la Distribuidora de Electricidad DELAPAZ.

CAPÍTULO IV DESARROLLO DE LA INVESTIGACIÓN

4.1 PROPUESTA

La propuesta de este trabajo de investigación es dimensionar un sistema fotovoltaico conectado a la red eléctrica, con el objetivo de abastecer energía eléctrica al Taller de mantenimiento de la Empresa Ferrovial Andina S.A. y de esa manera poder reducir el consumo de energía eléctrica y los costos asociados a la facturación de electricidad, asimismo, contribuir a la mitigación de las emisiones de gases de efecto invernadero.

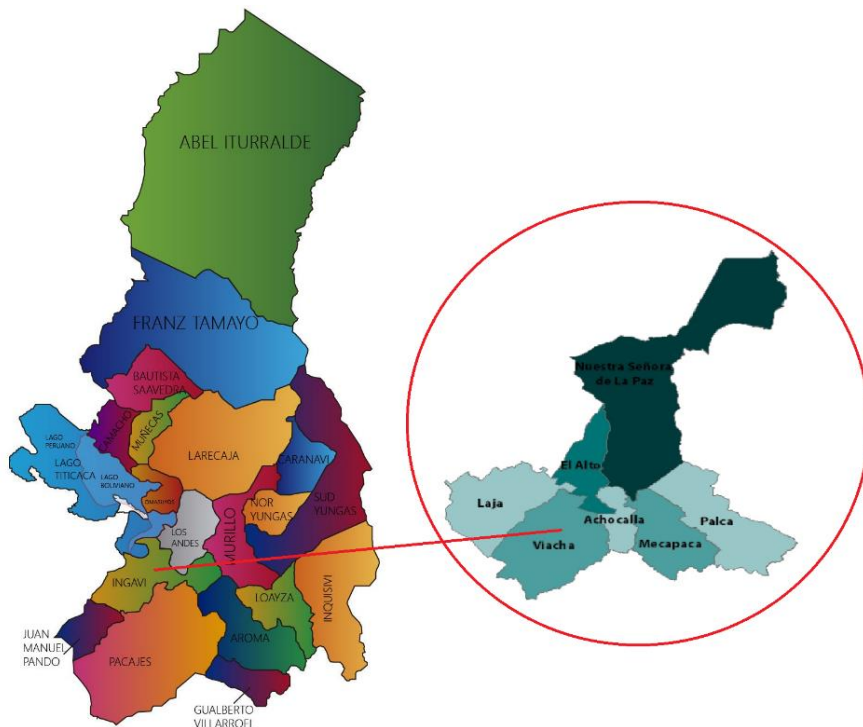
4.2 ANÁLISIS Y DESARROLLO DEL TEMA DE INVESTIGACIÓN

4.2.1. Ubicación

El Taller de mantenimiento de la Empresa Ferrovial Andina S.A. se encuentra ubicado en el Departamento de La Paz en el Municipio de Viacha, a una Latitud: 16°39'12"S, Longitud: 68°17'29"O y a una altura de 3.874m.s.n.m.

Figura N° 7

Ubicación del Taller de mantenimiento



Fuente: <https://www.cavedumoulin.fr/special-kitty-ingredients/!%C3%A1mina-fotogr%C3%A1fica-dise%C3%B1o-de-mapa-del-departamento-de-la-uu-1240185>

4.2.2. Datos relevantes de la empresa ferroviaria andina

FERROVIARIA ANDINA S.A. es una empresa ubicada en el Municipio de Viacha del Departamento de La Paz. La empresa brinda servicios integrales de transporte de carga y pasajeros, con eficiencia, seguridad, confiabilidad y calidad, a través de una red vial ferroviaria que comprende 2.276 Km, y que atraviesa la zona occidental del país, vinculando los Departamentos de La Paz, Oruro, Cochabamba, Potosí y Sucre e internacionalmente vincula Bolivia con los países de Chile (Arica y Antofagasta), Argentina (La Quiaca) y Perú (Puno). El servicio de pasajeros cubre las rutas de Oruro, Uyuni, Atocha, Tupiza y Villazón, con trenes de pasajeros orientados al turismo.

Figura N° 8

Instalaciones Ferroviaria Andina S.A.



Fuente: <https://ferroviaria-andina.com.bo/>

La empresa cuenta con dos talleres de mantenimiento y limpieza de locomotoras distribuidos en Oruro y Viacha, donde se efectúan labores de reparación de piezas de componentes, desmontaje y ensamblaje de locomotoras y mantenimiento en general. Para las operaciones de la ferroviaria, la empresa cuenta con 376 trabajadores, (327 operarios y 49 administrativos).

En este caso se analizará el taller de mantenimiento y limpieza de locomotoras de Viacha de la Ciudad de El Alto (en adelante “taller”).

Figura N° 9

Ubicación satelital Ferroviaria Andina S.A.



Fuente: Google earth

En la Tabla N° 6 se muestra un detalle de los mantenimientos realizados en el taller:

Tabla N° 6

Detalle de mantenimientos realizados

Mes	NRO. DE MANTENIMIENTOS REALIZADOS				TOTAL
	SERIE 900		SERIE 1000		
	Programados	No Programados	Programados	No Programados	
ene-22	5	n.d.	8	n.d.	13
feb-22	2	n.d.	6	n.d.	8
mar-22	1	n.d.	8	n.d.	9
abr-22	3	n.d.	5	n.d.	8
may-22	2	10	8	25	45
jun-22	2	11	5	20	38
jul-22	2	10	3	11	26
TOTAL					147
Total. anual estimado					252

Fuente: Elaboración propia con datos de la empresa.

Nota: La empresa no proporcionó los datos de mantenimientos no programados durante los meses de enero a abril 2022 (n.d.).

4.3. Evaluación de la demanda energética actual del Taller de Mantenimiento

4.3.1. Consumos e importes históricos de energía eléctrica

De acuerdo con la información histórica del consumo de energía eléctrica al que se tuvo acceso y una extrapolación que se realizó, se pudo determinar que el taller consume un total de 84.343 kWh/año y la máxima demanda de potencia registrada para el periodo analizado fue de 54kW en el período de punta y 65 kW en el periodo fuera de punta, lo que significó un importe anual de Bs. 139.462,00 (Ciento treinta y nueve mil cuatrocientos sesenta y cinco 00/100 Bolivianos).

Para el análisis de la información, se utilizó la siguiente información sobre la facturación:

Tabla N° 7

Información General sobre la facturación eléctrica

Distribuidora eléctrica	DELAPAZ
Número de medidor	471287
Categoría	Industrial Gran Demanda Baja Tensión (I-GD-BT)
Demanda máxima de potencia registrada [kW]	54
Consumo anual [kWh/año]	84.343,00
Costo anual [Bs/año]	139.462,00

Fuente: Elaboración propia con datos brindados por la empresa

4.3.2. Análisis de usos de energía

En el presente punto, se centraron los esfuerzos en el relevamiento de información de iluminación, equipos y maquinaria que consumen energía eléctrica para su funcionamiento. Todo esto realizado durante la visita de campo realizada.

4.3.2.1. Usos de energía por áreas organizacionales

De acuerdo con la visita de campo realizada, en la cual se realizó el relevamiento de la información para los inventarios correspondientes, se identificaron los distintos usos de energía según el área al que se analizó, mismos que se muestran en la Tabla N° 8:

Tabla N° 8

Demanda de potencia por área

Área	Potencia total instalada [kW]		Subtotal (kW)
	Luminarias	Maquinarias	
Taller de Bogueies	0,68	141,74	142,42
Taller de soldadura	0,24	n.d.	0,24
Taller de reparación	0,72	134,72	135,44
Taller recuperación - mecánica	0,50	5,75	6,25
Oficina de taller mecánica	0,09		0,09
Nave control	2,20		2,20
TOTAL	4,43	282,21	286,64

Fuente: Elaboración propia en base a relevamiento de cargas efectuado

4.3.2.2. Usos de energía por aplicaciones de uso final

Una vez realizados los análisis correspondientes a los usos de energía por área, se agregó toda la información, teniendo como resultado la identificación de dos aplicaciones de la energía: iluminación y maquinaria. El detalle se presenta en la Tabla N° 9:

Tabla N° 9

Energía Consumida en un año, por aplicación

Aplicación	Energía (kWh)	Porcentaje (%)
Iluminación	4.047,85	4,80%
Maquinarias	80.239,78	95,20%
TOTAL	84.287,63	100%

Fuente: Elaboración propia

Nota: La información fue estimada en base a la extrapolación de la facturación.

La Tabla N° 9, pone en evidencia que el 4,80% de energía consumida es destinada a la iluminación y el 95.20% corresponde al uso de maquinaria.

4.4. Análisis de Consumo diario de Energía

En primera instancia, se analiza el sistema de iluminación, teniendo el detalle de la Tabla N° 9:

Tabla N° 10

Consumo de energía diario

Área	Aparatos	Cantidad	Potencia total (kW)	Tiempo de uso en horas por día	Consumo (kWh/día)
Taller de Boguies	Luminaria Fluorescente	8	0,68	3	2,04
Taller de soldadura	Luminaria LED	12	0,24	3	0,72
Taller de reparación	Tubo Fluorescente	18	0,72	3	2,16
Taller recuperación - mecánica	Luminaria LED	5	0,5	3	1,5
Oficina de taller mecánica	Luminaria Fluorescente	1	0,09	3	0,27
Nave control	Luminaria LED	22	2,2	2	4,4
Tornería - Máquinas - Herramientas	Torno Harrison 1	1	2,2	0,5	1,1
	Torno Nardini 2	1	4	1	4
	Torno Meuser 3	1	0,75	1	0,75
	Torno Meuser 4	1	4	1	4
	Torno Meuser 5	1	4	1	4
	Torno Weyrauch 6	1	3	1	3
	Fresadora Hitachi	1	7,5	0,5	3,75
	Taladro 1	1	1,12	1	1,12
	Sierra mecánica	1	2	1	2
	Esménil	1	0,05	1	0,05
	Rectificadora de válvulas	1	0,55	0,5	0,275
	Taladro Kitchen	1	4,8	0,5	2,4
	Mandrinadora Weyrauch	1	11	1	11
	Torno Vertical	1	20	0,5	10
	Torno de Ruedas	1	22	0,5	11
	Torno de Inducidos	1	15	1	15
	Taller de Boguies	Prensa hidráulica MAE	1	22	1
Grúas		1	0,55	1	0,55
Grúas		1	0,55	1	0,55
Grúas		1	2,2	1	2,2
Grúas		1	2,2	1	2,2
Motor polipasta		1	20	1	20

Área	Aparatos	Cantidad	Potencia total (kW)	Tiempo de uso en horas por día	Consumo (kWh/día)
	Gancho principal	1	12,5	1	12,5
	Gancho principal	1	0,6	1	0,6
	Gancho principal	1	0,25	1	0,25
	Gancho principal	1	0,19	1	0,19
	Motores	1	30	0,5	15
	Motores	1	5	1	5
	Motores	2	10	1	10
	Balanceador	1	3,7	0,5	1,85
	Gatas p/ levantamiento de locomotoras	4	22	0,5	11
		4	10	0,5	5
Taller eléctrico	Horno pequeño	3 (resistencias)	8	1	8
Taller recuperación - mecánica	Motor de acoplamiento hidráulico	1	5,7	1	5,7
	Esmeril	1	0,05	1	0,05
	Taladro Flott	1		0	0
Taller aire	Compresor	1	11	1	11
	Compresor	1	11	1	11
Taller inyección	Tarrajador	1	0,75	1	0,75
	Compresor	1	2	0,5	1
TOTALES			286,64		230,93

Fuente: Elaboración propia con datos recabados en visita de campo.

De acuerdo a la información relevada se obtuvo que el consumo de energía eléctrica diario es de 230,93 KWh.

Por otra parte, para poder verificar lo obtenido del relevamiento en campo, se obtendrá en el periodo enero a julio 2022, el consumo promedio de energía eléctrica diario acorde a la información histórica recabada:

Tabla N° 11

Consumo histórico de energía eléctrica

Mes	Consumo energía Bloque Alto [kWh]	Consumo energía Bloque Medio [kWh]	Consumo energía Bloque Bajo [kWh]	Consumo energía total [kWh]	Potencia leída en punta [kW]	Potencia leída Bloque Medio [kW]	Potencia leída Bloque Bajo [kW]	Potencia de punta facturada [kW]	Exceso de potencia fuera de punta [kW]	Consumo de energía [kWh/día]
ene-22	600	4.200	1.800	6.600	30	55	16	30	25	213
feb-22	1.200	4.200	600	6.000	29	52	14	30	25	214

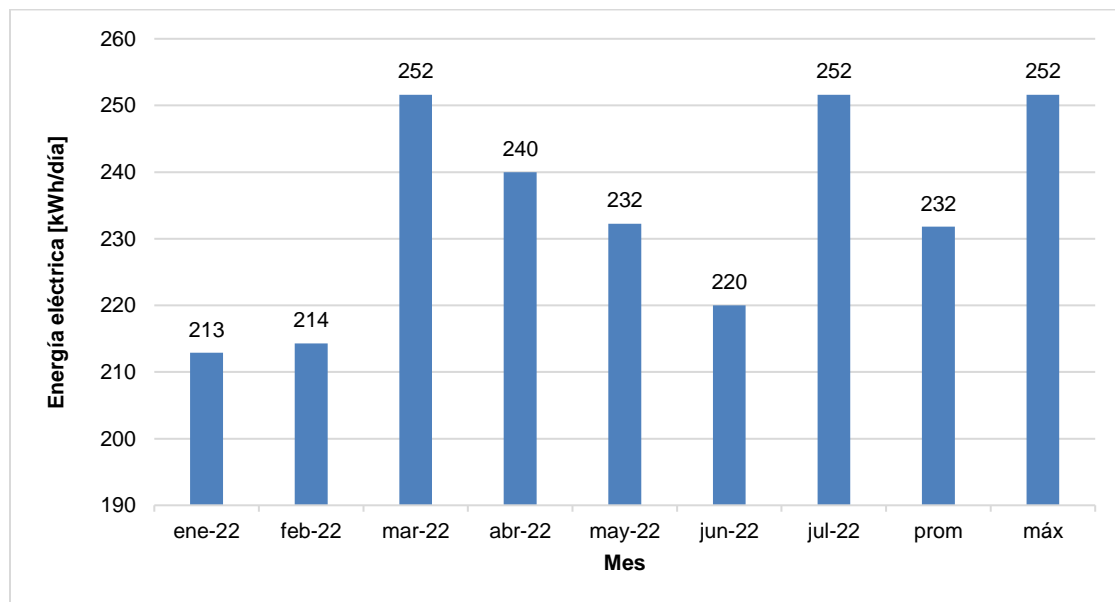
Mes	Consumo energía Bloque Alto [kWh]	Consumo energía Bloque Medio [kWh]	Consumo energía Bloque Bajo [kWh]	Consumo energía total [kWh]	Potencia leída en punta [kW]	Potencia leída Bloque Medio [kW]	Potencia leída Bloque Bajo [kW]	Potencia de punta facturada [kW]	Exceso de potencia fuera de punta [kW]	Consumo de energía [kWh/día]
mar-22	1.200	4.800	1.800	7.800	54	55	52	54	1	252
abr-22	1.200	4.800	1.200	7.200	29	48	14	54	1	240
may-22	1.200	5.400	600	7.200	25	65	14	54	11	232
jun-22	600	4.800	1.200	6.600	15	48	14	54	11	220
jul-22	1.200	5.400	1.200	7.800	22	51	13	54	11	252
TOTAL	7.200	33.600	8.400	49.200	--	--	--	--	--	
Total. anual extrapolado	12.343	57.600	14.400	84.343	--	--	--	--	--	
Promedio										232
Máximo consumo diario										252

Fuente: Elaboración propia con datos brindados por la empresa

Con fines ilustrativos, a continuación se presenta el gráfico N° 4, que muestra el comportamiento del consumo de energía diaria mensual del Taller.

Gráfico N° 4

Consumo de energía diario (kWh/día)



Fuente: Elaboración propia

Del gráfico anterior se puede apreciar que procesado los datos recogidos, se obtuvo que el consumo promedio de energía eléctrica diario es de 232 KWh, valor próximo al obtenido de los datos recolectados en campo (230,93kWh/día); sin embargo, considerando los datos proporcionados por la empresa (facturas), el Taller tiene un consumo máximo de energía eléctrica diario de 252kWh. En ese sentido, se considerará ese valor que es más real, para el dimensionamiento del sistema fotovoltaico para el Taller.

Por otro lado, para evaluar los ahorros que se generarán, es importante conocer los importes por consumo de electricidad históricos, los cuales se presentan a continuación:

Tabla N° 12

Importes por consumo de electricidad

Mes	Importe energía total [Bs]	Importe total suministro [Bs]	Importe total facturado [Bs]
ene-22	2.651	6.841	9.843
feb-22	2.526	6.721	9.644
mar-22	3.272	8.924	12.094
abr-22	3.051	8.708	11.924
may-22	3.200	9.378	12.797
jun-22	2.794	8.963	12.310
jul-22	3.434	9.608	12.741
TOTAL	20.928	59.143	81.353
Total. anual extrapolado	35.877	101.388	139.462

Fuente: Elaboración propia con datos brindados por la empresa

El importe mensual facturado de energía eléctrica varía entre el mínimo de Bs.2.526 en febrero 2022 y un máximo de Bs. 3.434 en julio 2022. Sin embargo, el importe total facturado además del costo de energía, demanda de potencia, tasas de alumbrado público y de aseo municipal, incluye multas debidas a un bajo factor de potencia y por exceso de potencia fuera de punta, cuyo detalle se adjunta en anexos.

4.5. Evaluación de la radiación en la zona de estudio

Para obtener los valores de radiación en la zona de estudio se evaluará la irradiancia y la irradiación, para ello se utilizará la base de datos de la NASA y PVGIS, que contiene datos de parámetros meteorológicos obtenidos a través de más de 200 satélites en todo el mundo.

En ese entendido, para el análisis se tomará en cuenta los siguientes datos de la zona de estudio:

Tabla N° 13

Datos de la zona de estudio

Departamento	La Paz
Municipio	Viacha
Latitud	-16.6533333
Longitud	-68.2913888888889
Altitud	3.874m.s.n.m.

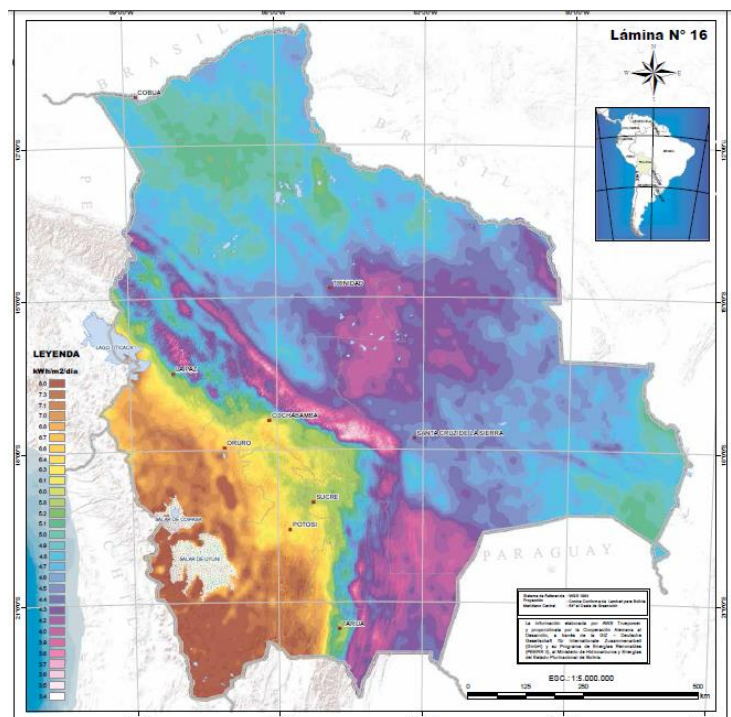
Datos que sirvieron para poder obtener los valores de irradiación global mensual, tal como se muestra en la Tabla N° 14:

Tabla N° 14

Irradiación global Horizontal mensual

Mes	Irradiación global Horizontal kWh/m2	Temp. °C
Enero	193,40	10,60
Febrero	175,00	10,10
Marzo	185,70	9,70
Abril	172,80	8,60
Mayo	171,70	7,10
Junio	156,00	6,00
Julio	163,40	5,70
Agosto	176,40	7,20
Septiembre	194,40	8,60
Octubre	210,80	10,10
Noviembre	213,00	10,70
Diciembre	210,20	10,80
Promedio	185,23	8,77
Total Año	2.222,80	

Fuente: PVsyst



Con los datos de la NASA obtenidos a través del software PVsyst se pudo obtener los datos de la irradiación solar diaria para la zona de estudio, es decir para el taller de mantenimiento de Ferrovial Andina S.A., los cuales se presentan en la Tabla N° 15.

Tabla N° 15

Irradiación global horizontal diaria

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Media
G(0°) [kWh/m2/día]	5,91	5,89	5,87	5,77	5,61	5,33	5,45	6,01	6,29	6,69	6,89	6,26	6,00
Factor K [superficie horizontal (0°)]	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
G(0°) corregido [kWh/m2/día]	5,91	5,89	5,87	5,77	5,61	5,33	5,45	6,01	6,29	6,69	6,89	6,26	6,00
HSP [h/día]	5,91	5,89	5,87	5,77	5,61	5,33	5,45	6,01	6,29	6,69	6,89	6,26	6,00

Fuente: Elaboración Propia con Datos de la NASA y Factor K

Grado óptimo de inclinación

Asimismo, con los datos de la Tabla N° 15 se determinó el grado óptimo de inclinación que tendrán los módulos fotovoltaicos, se realizó el cálculo para los diferentes ángulos de inclinación:

Tabla N° 16

Evaluación del grado óptimo de inclinación

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sept	Oct	Nov	Dic	G corregido anual [kWh/m2/año]
G(0°) [kWh/m2/día]	5,91	5,89	5,87	5,77	5,61	5,33	5,45	6,01	6,29	6,69	6,89	6,26	
Factor K [superficie inclinada (5°)]	1,04	1,03	1,01	1,00	0,99	0,98	0,99	1,00	1,02	1,03	1,04	1,04	G(5°) corregido [kWh/m2/año]
G(5°) corregido [kWh/m2/día]	6,15	6,07	5,93	5,77	5,55	5,22	5,40	6,01	6,42	6,89	7,17	6,51	2.222,62
Factor K [superficie inclinada (10°)]	1,07	1,05	1,02	0,99	0,97	0,96	0,97	0,99	1,03	1,06	1,08	1,08	G(10°) corregido [kWh/m2/año]
G(10°) corregido [kWh/m2/día]	6,32	6,18	5,99	5,71	5,44	5,12	5,29	5,95	6,48	7,09	7,44	6,76	2.243,72
Factor K [superficie inclinada (15°)]	1,09	1,06	1,02	0,98	0,94	0,93	0,94	0,98	1,03	1,08	1,11	1,11	G(15°) corregido [kWh/m2/año]
G(15°) corregido [kWh/m2/día]	6,44	6,24	5,99	5,65	5,27	4,96	5,12	5,89	6,48	7,23	7,65	6,95	2.246,53
Factor K [superficie inclinada (20°)]	1,11	1,07	1,02	0,96	0,91	0,89	0,91	0,96	1,02	1,09	1,13	1,14	G(20°) corregido [kWh/m2/año]
G(20°) corregido [kWh/m2/día]	6,56	6,30	5,99	5,54	5,11	4,74	4,96	5,77	6,42	7,29	7,79	7,14	2.238,11

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sept	Oct	Nov	Dic	G corregido anual [kWh/m2/año]
Factor K [superficie inclinada (25°)]	1,12	1,07	1,01	0,93	0,88	0,85	0,87	0,93	1,01	1,10	1,15	1,15	G(25°) corregido [kWh/m2/año]
G(25°) corregido [kWh/m2/día]	6,62	6,30	5,93	5,37	4,94	4,53	4,74	5,59	6,35	7,36	7,92	7,20	2.215,23
Factor K [superficie inclinada (30°)]	1,13	1,07	0,99	0,90	0,83	0,80	0,83	0,90	0,99	1,09	1,16	1,16	G(30°) corregido [kWh/m2/año]
G(30°) corregido [kWh/m2/día]	6,68	6,30	5,81	5,19	4,66	4,26	4,52	5,41	6,23	7,29	7,99	7,26	2.177,35
Factor K [superficie inclinada (35°)]	1,12	1,06	0,96	0,86	0,78	0,75	0,78	0,86	0,97	1,08	1,16	1,17	G(35°) corregido [kWh/m2/año]
G(35°) corregido [kWh/m2/día]	6,62	6,24	5,64	4,96	4,38	4,00	4,25	5,17	6,10	7,23	7,99	7,32	2.124,99
Factor K [superficie inclinada (40°)]	1,11	1,04	0,93	0,82	0,73	0,69	0,72	0,81	0,94	1,07	1,15	1,16	G(40°) corregido [kWh/m2/año]
G(40°) corregido [kWh/m2/día]	6,56	6,13	5,46	4,73	4,10	3,68	3,92	4,87	5,91	7,16	7,92	7,26	2.057,99
Factor K [superficie inclinada (45°)]	1,10	1,01	0,89	0,77	0,67	0,63	0,66	0,76	0,90	1,04	1,14	1,15	G(45°) corregido [kWh/m2/año]
G(45°) corregido [kWh/m2/día]	6,50	5,95	5,22	4,44	3,76	3,36	3,60	4,57	5,66	6,96	7,85	7,20	1.978,02
Factor K [superficie inclinada (50°)]	1,07	0,98	0,85	0,71	0,60	0,56	0,60	0,70	0,85	1,01	1,11	1,13	G(50°) corregido [kWh/m2/año]
G(50°) corregido [kWh/m2/día]	6,32	5,77	4,99	4,10	3,37	2,98	3,27	4,21	5,35	6,76	7,65	7,07	1.879,49
Factor K [superficie inclinada (55°)]	1,04	0,94	0,80	0,65	0,54	0,49	0,53	0,64	0,80	0,97	1,08	1,10	G(55°) corregido [kWh/m2/año]
G(55°) corregido [kWh/m2/día]	6,15	5,54	4,70	3,75	3,03	2,61	2,89	3,85	5,03	6,49	7,44	6,89	1.773,53
Factor K [superficie inclinada (60°)]	1,01	0,90	0,75	0,59	0,46	0,41	0,46	0,58	0,75	0,93	1,05	1,07	G(60°) corregido [kWh/m2/año]
G(60°) corregido [kWh/m2/día]	5,97	5,30	4,40	3,40	2,58	2,19	2,51	3,49	4,72	6,22	7,23	6,70	1.662,49
Factor K [superficie inclinada (65°)]	0,96	0,85	0,69	0,52	0,39	0,34	0,38	0,51	0,69	0,87	1,01	1,03	G(65°) corregido [kWh/m2/año]
G(65°) corregido [kWh/m2/día]	5,67	5,01	4,05	3,00	2,19	1,81	2,07	3,07	4,34	5,82	6,96	6,45	1.532,33
Factor K [superficie]	0,92	0,79	0,63	0,45	0,31	0,26	0,30	0,44	0,62	0,82	0,96	0,98	G(70°) corregido [kWh/m2/año]

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sept	Oct	Nov	Dic	G corregido anual [kWh/m2/año]
inclinada (70°)													
G(70°) corregido [kWh/m2/día]	5,44	4,65	3,70	2,60	1,74	1,39	1,64	2,64	3,90	5,49	6,61	6,13	1.395,19
Factor K [superficie inclinada (75°)]	0,86	0,74	0,56	0,38	0,24	0,18	0,22	0,36	0,55	0,76	0,90	0,93	G(75°) corregido [kWh/m2/año]
G(75°) corregido [kWh/m2/día]	5,08	4,36	3,29	2,19	1,35	0,96	1,20	2,16	3,46	5,08	6,20	5,82	1.249,95
Factor K [superficie inclinada (80°)]	0,80	0,67	0,49	0,30	0,16	0,10	0,14	0,28	0,48	0,69	0,84	0,87	G(80°) corregido [kWh/m2/año]
G(80°) corregido [kWh/m2/día]	4,73	3,95	2,88	1,73	0,90	0,53	0,76	1,68	3,02	4,62	5,79	5,45	1.093,93
Factor K [superficie inclinada (85°)]	0,74	0,61	0,42	0,23	0,10	0,09	0,09	0,20	0,41	0,62	0,77	0,81	G(85°) corregido [kWh/m2/año]
G(85°) corregido [kWh/m2/día]	4,37	3,59	2,47	1,33	0,56	0,48	0,49	1,20	2,58	4,15	5,31	5,07	958,96
Factor K [superficie inclinada (90°)]	0,67	0,54	0,35	0,15	0,09	0,08	0,08	0,12	0,33	0,54	0,70	0,74	G(90°) corregido [kWh/m2/año]
G(90°) corregido [kWh/m2/día]	3,96	3,18	2,05	0,87	0,50	0,43	0,44	0,72	2,08	3,61	4,82	4,63	828,34

Fuente: Elaboración Propia con Datos de la NASA y Factor K

La inclinación óptima será aquella con la que se obtenga mayor radiación en el plano inclinado; en ese sentido, de la tabla precedente se obtuvo lo siguiente:

Tabla N° 17

Grado óptimo de inclinación

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Factor K [superficie inclinada (15°)]	1,09	1,06	1,02	0,98	0,94	0,93	0,94	0,98	1,03	1,08	1,11	1,11
G(15°) corregido [kWh/m2/día]	6,29	6,13	5,91	5,61	5,25	4,93	5,09	5,84	6,42	7,11	7,49	6,78

Fuente: Elaboración Propia con Datos de la NASA y Factor K

Por lo que la inclinación óptima sería de 15° y aplicando el criterio del mes más desfavorable durante el año la radiación solar seleccionada sería 4,93 kWh/m2/día en el mes de junio.

4.6. Dimensionamiento del sistema fotovoltaico conectado a la red eléctrica

Para el dimensionamiento e instalación del sistema fotovoltaico también es importante identificar la mejor ubicación posible, es decir un lugar sin sombra en todas las épocas del año y a lo largo del día. Asimismo, la orientación en este caso debe instalarse los paneles mirando al Norte.

Inicialmente se había previsto instalar el sistema fotovoltaico en el techo más amplio que tiene el Taller de la Ferroviaria Andina de Viacha; sin embargo, considerando el sobrecalentamiento que podría ocasionarse por los techos de calamina y que la inclinación de la mayoría de los techos está orientada al Este y Oeste, se descartó dicha posibilidad.

4.6.1. Horas solar pico (HSP)

El número de Horas Solares Pico (HSP) se obtuvo de la relación entre la radiación solar en la zona de estudio y la irradiancia que tiene el panel que según la teoría es de 1000W/m² para todos los paneles en condiciones estándar:

$$HSP = \frac{\text{Radiación solar de la zona de estudio}}{\text{Irradiancia estandar del panel}} \quad (2)$$

Considerando la inclinación óptima de 15° de la tabla N° 16 y tomando el valor de irradiación solar más desfavorable de todo el año, el mes de junio, esto para efectos de seguridad, reemplazando los datos en la anterior ecuación (1), se obtuvo la hora solar pico:

$$HSP = \frac{4.930 \text{ Wh/m}^2/\text{dia}}{1.000 \text{ W/m}^2} = 4,93h$$

$$HSP=4,93 \text{ horas pico}$$

4.6.2. Potencia del sistema de generación fotovoltaica

La potencia del sistema fotovoltaico, para cubrir la demanda de energía diaria que requiere el taller, se calculará con la relación de la energía consumida diaria y las horas solar pico.

$$P_{Gen} = \frac{\text{Consumo de energía diario}}{HSP} \quad (3)$$

$$P_{Gen} = \frac{252kWh}{4,93h}$$

$$P_{Gen} = 51,11kW$$

Considerando perdidas de energía en un 20% debido a factores de polvo, temperatura, perdidas en el cableado, eficiencia y autoconsumo del inversor.

$$P_{Correg. G} = \frac{P_{Gen}}{0,8} \quad (4)$$

$$P_{Correg. G} = \frac{51,11kW}{0,8}$$

$$P_{Correg. G} = 63,89kW \approx 64kWp$$

La potencia que real del sistema fotovoltaico tendría que ser 64kWp, para poder cubrir la demanda de energía diaria del taller.

Como se pretende reducir de manera efectiva el consumo de energía eléctrica, se considerará la alternativa de implementar un sistema fotovoltaico de 50kW_{AC}.

Bajo ese entendido, se analizarán 3 alternativas de instalación de sistema fotovoltaico, las cuales serán las siguientes:

Tabla N° 18

Alternativas de instalación de sistema fotovoltaico

	Alternativa 1	Alternativa 2	Alternativa 3
% de consumo diario a reemplazar	50,00	80,00	100,00
Consumo de energía diaria (kWh) a reemplazar	126,00	201,60	252,00

Fuente: Elaboración propia

Reemplazando los datos de la Tabla N° 18 en las ecuaciones 3 y 4, se tiene lo siguiente:

Tabla N° 19

Potencia instalada del sistema fotovoltaico para las 3 alternativas

	Alternativa 1 (50%)	Alternativa 2 (80%)	Alternativa 3 (100%)
P _G (kW _p)	25,56	40,89	51,12
P _{correg. G} (kW _p)	31,95	51,12	63,89

Fuente: Elaboración propia

4.6.3. Selección de Módulos fotovoltaicos

En la siguiente tabla se describen los parámetros de los módulos que se evaluarán:

Tabla N° 20

Datos característicos de los módulos

MARCA	SUNLINK	TRINA SOLAR	Peimar	Peimar
MODELO	SL-280-24	TSM-400	OR10H460M	OR10H545M
TIPO	Policristalino	Monocristalino	Monocristalino	Monocristalino
PESO (Kg)	22,20	21,00	24,00	28,00
MEDIDAS (mm)	1.956x992x35	1.754x1.096x30	1.903x1.134x30	2.279x1.134x35
Pmax (Wp)	335	400	460	545
Voc (V)	46,40	41,20	41,78	49,90
Vmp(V)	38	34,20	34,89	41,60
Isc (A)	9,41	12,28	13,63	13,84
Imp (A)	8,82	11,70	13,19	13,11
Eficiencia %	17,30	20,80	21,32	21,12



Fuente: Autoconsumo. (s/f). Enersol-sa.com. Recuperado el 2 de abril de 2023, de <https://www.enersol-sa.com/proyectos/solar-autoconsumo>

Se seleccionaron los módulos fotovoltaicos PEIMAR modelo OR10H545M de 545Wp y PEIMAR modelo OR10H460M de 460Wp, para evaluar qué tipo de panel instalar en el taller, considerando el precio en un caso y en otro la eficiencia.

4.6.4. Cantidad y configuración de los paneles

Para calcular la cantidad de paneles solares tenemos la siguiente fórmula:

$$N_{\text{módulos}} = \frac{P_G}{\text{Potencia del panel fotovoltaico}} \quad (5)$$

Ahora bien reemplazando en la fórmula 5 los datos de los módulos seleccionados, se obtienen los siguientes resultados:

Tabla N° 21

Número de paneles y costo del sistema fotovoltaico para las 3 alternativas

	Alternativa 1	Alternativa 2	Alternativa 3
P_G (kW _p)	25,56	40,89	51,12
$P_{\text{correg. G}}$ (kW)	31,95	51,12	63,89
Nro. de paneles con módulos de 460 Wp	70	112	139
Nro. de paneles con módulos de 545 Wp	59	94	117
Costo de los módulos fotovoltaicos de 460 Wp (Bs.)	119.700,00	191.520,00	237.690,00
Costo de los módulos fotovoltaicos de 545 Wp (Bs.)	121.363,00	193.358,00	285.923,00

Fuente: Elaboración propia

De la tabla precedente se puede señalar que de acuerdo al costo total y eficiencia de los módulos fotovoltaicos es una mejor opción la implementación de los módulos fotovoltaicos PEIMAR OR10H460M de 460Wp, por lo que la cantidad requerida de paneles fotovoltaicos para cubrir las dos alternativas será de 70, 112 y 139 paneles, respectivamente.

4.6.5. Selección de los inversores

Para calcular la potencia de entrada para el inversor, con el número de paneles se tiene la siguiente fórmula:

$$\text{Potencia de entrada inv.} = V_{mp} * I_{mp} * N_{\text{paneles}} \quad (6)$$

Donde:

V_m: Máxima capacidad de voltaje del panel

I_m: Máxima capacidad de corriente del panel

N_{paneles}: Número de paneles a instalar

$$\text{Potencia entrada inv. alt}_1 = 34,89 * 13,19 * 70 = 32,21kW$$

$$\text{Potencia entrada inv. alt}_2 = 34,89 * 13,19 * 112 = 51,54kW$$

$$\text{Potencia entrada inv. alt}_3 = 34,89 * 13,19 * 139 = 63,97kW$$

Con los datos mostrados anteriormente se considerarán los siguientes inversores:

Tabla N° 22

Datos característicos de los inversores

Marca	SG15KTL-M	GROWATT 15 KTL3-X	SG25CX-P2	GROWATT MID 25KTL3- X
Datos de Entrada				
Potencia máxima DC (kW)		22,50	35	37,50
Tensión máxima (V)	1.100	1.100	1.100	1.100
Máxima corriente DC (A)	22	27	90	27/40,50
Rango de tensión MPPT(V)	200-1.000	200-1.000	160-1.000	200-1.000
Nro. de MPPT	2	2	3	3
Nro. De cadenas fotovoltaicas por MPPT	2	2	2	2
Datos de salida				
Potencia nominal de salida CA (kW)	15	15	25	25
Potencia máxima aparente AC (kVA)	16,50	16,60	27,50	27,70
Máxima corriente AC (A)	24	24,20	41,80	40,20
Peso (Kg)	26	23	38	23
Dimensiones (mm)	370x485x210	525X395X222	575x645x245	525X395X222

Fuente: <https://growenergy.com.au> y <https://growatt.tech>

De la tabla precedente por el precio y características que presentan los inversores, se eligió los inversores Growatt.

Figura N° 10

Inversor seleccionado



Fuente: <https://growatt.tech>

Cálculo de número mínimo de paneles para formar una cadena:

$$V_{MPP_min_panel_corregido} = V_{MPP_panel} \times (1 - (\text{Coeficiente } P_{m\acute{a}x} \times (T_{efec-celda} - T_{STC}))) \quad (7)$$

$$T_{efec-celda} = T_{ambiental_max_diurna} - T_r$$

Donde:

$V_{MPPT_min_inv}$: Tensión mínima del rastreador del punto de máxima potencia del inversor.

V_{MP_panel} : Tensión a máxima potencia del panel.

Coeficiente $P_{m\acute{a}x}$: Coeficiente de potencia máxima.

T_r : Incremento de la temperatura del panel expuesto al sol (para instalación en suelo: 25°C)

$T_{amb}=10^{\circ}C$

$T_{amb_min}=5^{\circ}C$

$T_{efec_celda}=10+25=35^{\circ}C$

$$\text{Nro.mín paneles} = V_{MPPT} / V_{MPP_min_panel_corregido} \quad (8)$$

Cálculo de número máximo de paneles para formar una cadena:

$$V_{oc_panel_corregido} = V_{oc_panel} \times (1 - (\text{Coeficiente } V_{oc} \times (T_{efec_celda} - T_{STC}))) \quad (9)$$

Donde:

T_{efec_celda} : es igual a la temperatura ambiente a la primera hora diurna.

$T_{amb_min}=5^{\circ}C$

V_{oc_panel} : Tensión de circuito abierto del panel.

Coeficiente V_{oc} : Coeficiente de voltaje en circuito abierto.

$$\text{Nro.máx_ paneles} = V_{m\acute{a}x_inv} / V_{oc_panel_corregido} \quad (10)$$

Reemplazando los datos correspondientes en las fórmulas 7, 8, 9 y 10, tenemos los siguientes resultados:

Tabla N° 23

Número mínimo y máximo de paneles a conectar al inversor

	Alternativa 1	Alternativa 2	Alternativa 3
Potencia entrada inversor (kW) 460Wp	32,21	51,54	63,97
VMPP_min_panel_corregido (460Wp)	33,60	33,60	33,60
Número mínimo de paneles (460Wp)	12	12	12
Voc_panel_corregido (460Wp)	44,12	33,60	33,60
Número máximo de paneles (460Wp)	45	45	45

Fuente: Elaboración propia

Paneles en serie

$$N_{serie} = \frac{V_{m\acute{a}x_inv.}}{V_{oc_panel}} \quad (11)$$

Donde:

N_{serie} : Número de paneles en serie.

$V_{m\acute{a}x.inv.}$: Voltaje máxima del inversor.

V_{oc} panel: Voltaje del circuito abierto del panel.

$$N_{paralelo} = \frac{I_{m\acute{a}x.inv.c/mppt}}{I_{SC\ del\ panel}} \quad (12)$$

Donde:

$N_{paralelo}$: Número de paneles en paralelo.

$I_{m\acute{a}x.inv. c/mppt}$: Corriente máxima por cada mppt.

$I_{sc\ del\ panel}$: Corriente de cortocircuito del panel.

Reemplazando datos en las fórmulas 11 y 12, se tienen los siguientes resultados:

Tabla N° 24

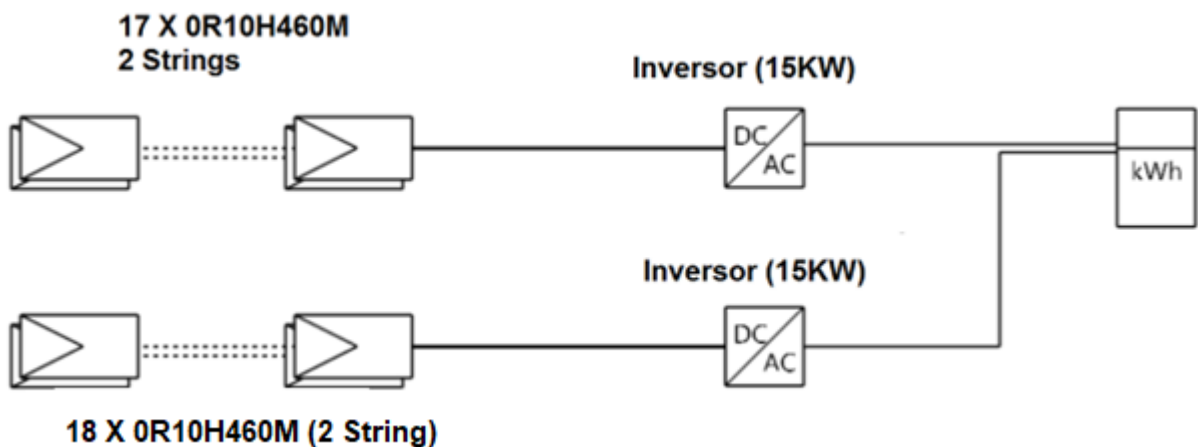
Número de paneles en serie y paralelo

	Alternativa 1	Alternativa 2	Alternativa 3
Cantidad máxima de paneles en serie (460Wp)	53	53	53
Cantidad mínima de paneles en serie (460Wp)	10	10	10
Cantidad máxima de paneles en paralelo (460Wp)	2	3	3
Cantidad de inversores (460Wp)	2	2	2

Para la alternativa 1 el sistema fotovoltaico tendría el siguiente esquema:

Figura N° 11

Esquema Alternativa 1

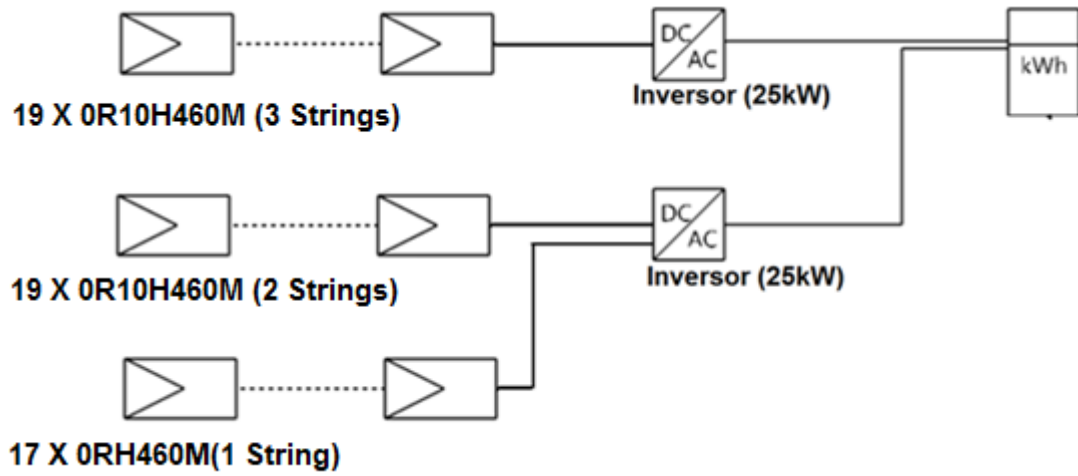


Fuente: Elaboración propia

Para la alternativa 2, el sistema fotovoltaico se tendría el siguiente esquema:

Figura N° 12

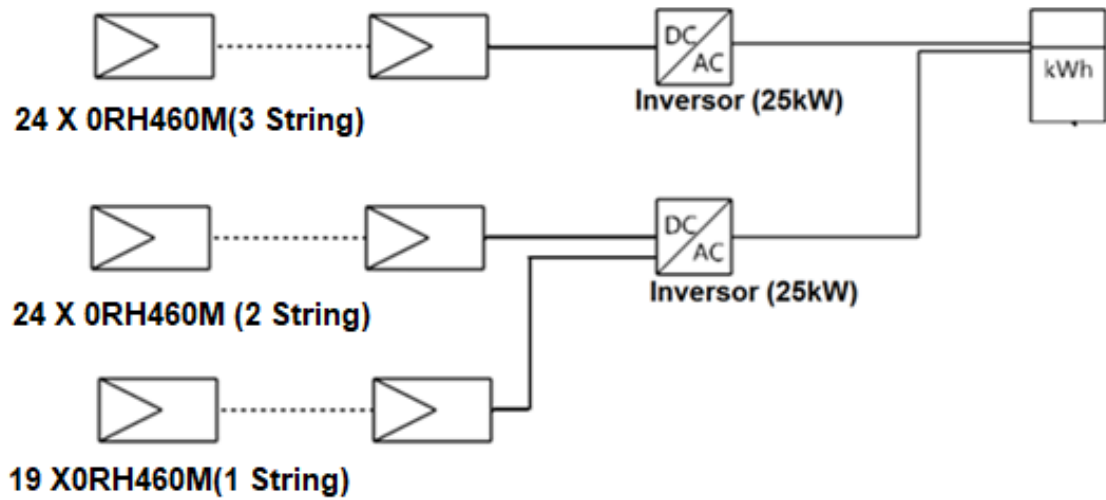
Esquema Alternativa 2



Fuente: Elaboración propia

Figura N° 13

Esquema Alternativa 3



Fuente: Elaboración propia

Para verificar el cálculo se usó el software PVsyst y se obtuvieron valores similares, como se puede apreciar a continuación:

Figura N° 14

Resultados de la simulación en PVsyst

PV Array Characteristics			
PV module		Inverter	
Manufacturer	Generic	Manufacturer	Generic
Model	0R6H460M	Model	MID 15KTL3-XL
(Original PVsyst database)		(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	460 Wp	Unit Nom. Power	15.0 kWac
Number of PV modules	68 units	Number of inverters	2 units
Nominal (STC)	31.3 kWp	Total power	30.0 kWac
Modules	4 Strings x 17 In series	Operating voltage	200-1000 V
At operating cond. (50°C)		Pnom ratio (DC:AC)	1.04
Pmpp	28.39 kWp	Power sharing within this inverter	
U mpp	640 V	Total inverter power	
I mpp	44 A	Total power	30 kWac
Total PV power		Number of inverters	2 units
Nominal (STC)	31 kWp	Pnom ratio	1.04
Total	68 modules		
Module area	148 m ²		
Cell area	135 m ²		

PV Array Characteristics			
PV module		Inverter	
Manufacturer	Generic	Manufacturer	Generic
Model	0R6H460M	Model	MID 25KTL3-X1
(Original PVsyst database)		(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	460 Wp	Unit Nom. Power	25.0 kWac
Number of PV modules	114 units	Number of inverters	2 units
Nominal (STC)	52.4 kWp	Total power	50.0 kWac
Modules	6 Strings x 19 In series	Operating voltage	200-1000 V
At operating cond. (50°C)		Pnom ratio (DC:AC)	1.05
Pmpp	47.6 kWp	Power sharing within this inverter	
U mpp	715 V	Total inverter power	
I mpp	67 A	Total power	50 kWac
Total PV power		Number of inverters	2 units
Nominal (STC)	52 kWp	Pnom ratio	1.05
Total	114 modules		
Module area	248 m ²		
Cell area	226 m ²		

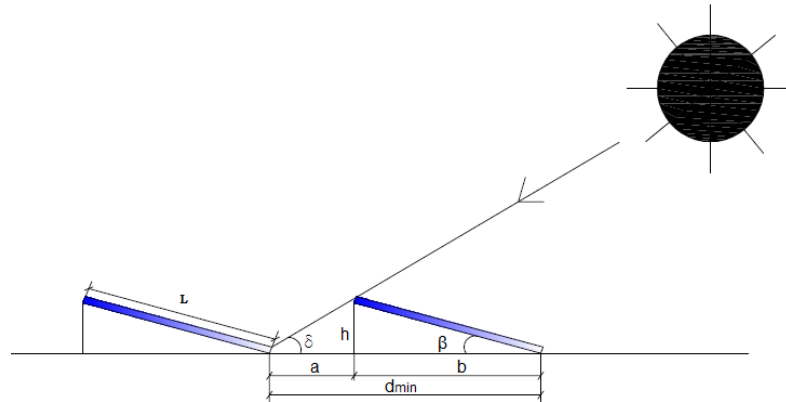
Fuente: PVsyst

4.6.6. Distancia mínima entre módulos

La distancia mínima entre módulos es muy importante para que no se pierda la eficiencia de los mismos, debido a la sombra que se pueden dar unos a otros.

Figura N° 15

Esquema distancia mínima entre arista de paneles



Fuente: Soliclima, 2008

Donde:

D_{min} : Distancia mínima entre aristas de paneles para evitar sombras (m).

L : Longitud del panel (columna de módulos en paralelo) (m).

h : Altura solar al medio día (m).

β : Grado de inclinación del panel respecto a la horizontal ($^{\circ}$).

θ : Ángulo de la sombra respecto a la horizontal ($^{\circ}$).

a : Distancia de la arista inferior de un panel a la arista inferior del otro (m).

b : Distancia de la arista inferior del panel a la arista superior del mismo respecto a la horizontal (m).

Para encontrar la altura proyectada sobre la horizontal de una fila al medio día:

$$h = L * \text{sen}(\beta) \quad (7)$$

$$h = 2,279\text{m} * \text{sen}(15^{\circ}) = 0,60\text{m}$$

Entonces para calcular la distancia, se usará la latitud.

$$b = L * \text{cos}(\beta) \quad (8)$$

$$b = 2,279 * \text{cos}(15^{\circ}) = 2,20\text{m}$$

$$a = \frac{h}{\tan \delta} \quad (9)$$

$$a = \frac{0,60}{\tan 75} = 0,161\text{m}$$

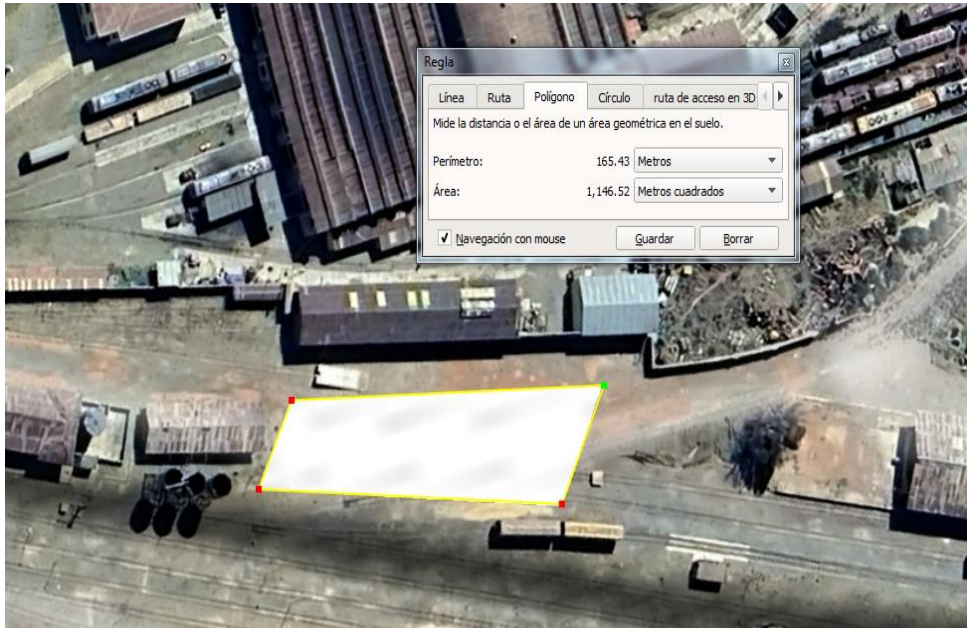
$$D_{min} = 0,16 + 2,20 = 2,36\text{m}$$

4.6.7. Área de emplazamiento

Conociendo la cantidad de módulos fotovoltaicos se evaluó la ubicación del sistema fotovoltaico y se consideró pertinente la ubicación que se muestra a continuación:

Figura N° 16

Área de emplazamiento



Fuente: <https://earth.google.com/>

De la Figura N° 16, que muestra donde se emplazará el sistema fotovoltaico, se tiene lo siguiente:

$$\text{Area total del sistema } FV_{\text{alternativa 1}} = 1,134\text{m} * 1,903\text{m} * 70\text{paneles} = 151\text{m}^2$$

$$\text{Area total del sistema } FV_{\text{alternativa 2}} = 1,134\text{m} * 1,903\text{m} * 112\text{paneles} = 242\text{m}^2$$

$$\text{Area total del sistema } FV_{\text{alternativa 3}} = 1,134\text{m} * 1,903\text{m} * 139\text{paneles} = 300\text{m}^2$$

Donde se tendrá la configuración mostrada en las Figuras N° 11, 12 y 13.

4.6.8. Elementos de protección

Los elementos de protección en corriente continua son de vital importancia, siendo que protegerán al sistema fotovoltaico de posibles daños.

Protecciones en CC

$$I_{\text{fusible(P-inv)}} \geq I_{\text{sc}} * N_{\text{p.paneles}} \quad (10)$$

Protecciones en AC

$$I_{\text{termomagnético}} = P_{\text{AC-carga}} / V_n \quad (11)$$

Alternativa 1

Reemplazando en las ecuaciones 10 y 11, tenemos lo siguiente:

$$I_{\text{fusible(P-inv)}} \geq 13,63 * 2 = 27,26 \text{ A}$$

Ramal 1 y 2 (tramo paneles - inversor): 4 fusibles de cuchilla NH gPV 1000V DC de 32 A

Protecciones en AC

Reemplazando en la ecuación 1, tenemos lo siguiente:

$$I_{\text{termomagnético}} = 76,05 \text{ A, estandarizando } 100 \text{ A.}$$

Ramal 1 y 2 (tramo inversor-Medidor bidireccional):

Ramal 1 y 2: 2 Interruptores termomagnéticos trifásicos de 100 A.

Alternativa 2

Protecciones en CC

$$I_{\text{fusible(P-inv)}} \geq 13,63 * 3 = 40,89 \text{ A}$$

Ramal 1: 3 fusibles de cuchilla NH gPV 1000V DC de 40 A (tramo paneles - inversor)

$$I_{\text{fusible(P-inv)}} \geq 13,63 * 2 = 27,26 \text{ A}$$

Ramal 2: 2 fusibles de cuchilla NH gPV 1000V DC de 32 A (tramo paneles - inversor)

$$I_{\text{fusible(P-inv)}} \geq 13,63 * 1 = 13,63 \text{ A}$$

Ramal 3: 1 fusible de cuchilla NH gPV 1000V DC de 15 A (tramo paneles - inversor)

Protecciones en AC

$$I_{\text{termomagnético}} = P_{\text{AC-carga}} / V_n$$

$$I_{\text{termomagnético}} = 76,05 \text{ A, estandarizando } 100 \text{ A.}$$

Ramal 1 y 2 (tramo inversor-Medidor bidireccional):

Ramal 1 y 2: 2 Interruptores termomagnéticos trifásicos de 100 A.

Alternativa 3

Protecciones en CC

$$I_{\text{fusible(P-inv)}} \geq 13,63 * 3 = 40,89 \text{ A}$$

Ramal 1: 3 fusibles de cuchilla NH gPV 1000V DC de 40 A (tramo paneles - inversor)

$$I_{\text{fusible(P-inv)}} \geq 13,63 * 2 = 27,26 \text{ A}$$

Ramal 2: 2 fusibles de cuchilla NH gPV 1000V DC de 32 A (tramo paneles - inversor)

$$I_{\text{fusible}(P\text{-inv})} \geq 13,63 \cdot 1 = 13,63 \text{ A}$$

Ramal 3: 1 fusible de cuchilla NH gPV 1000V DC de 15 A (tramo paneles - inversor)

Protecciones en AC

$$I_{\text{termomagnético}} = P_{\text{AC-carga}} / V_n$$

$$I_{\text{termomagnético}} = 76,05 \text{ A, estandarizando } 100 \text{ A.}$$

Ramal 1 y 2 (tramo inversor-Medidor bidireccional):

Ramal 1 y 2: 2 Interruptores termomagnéticos trifásicos de 100 A.

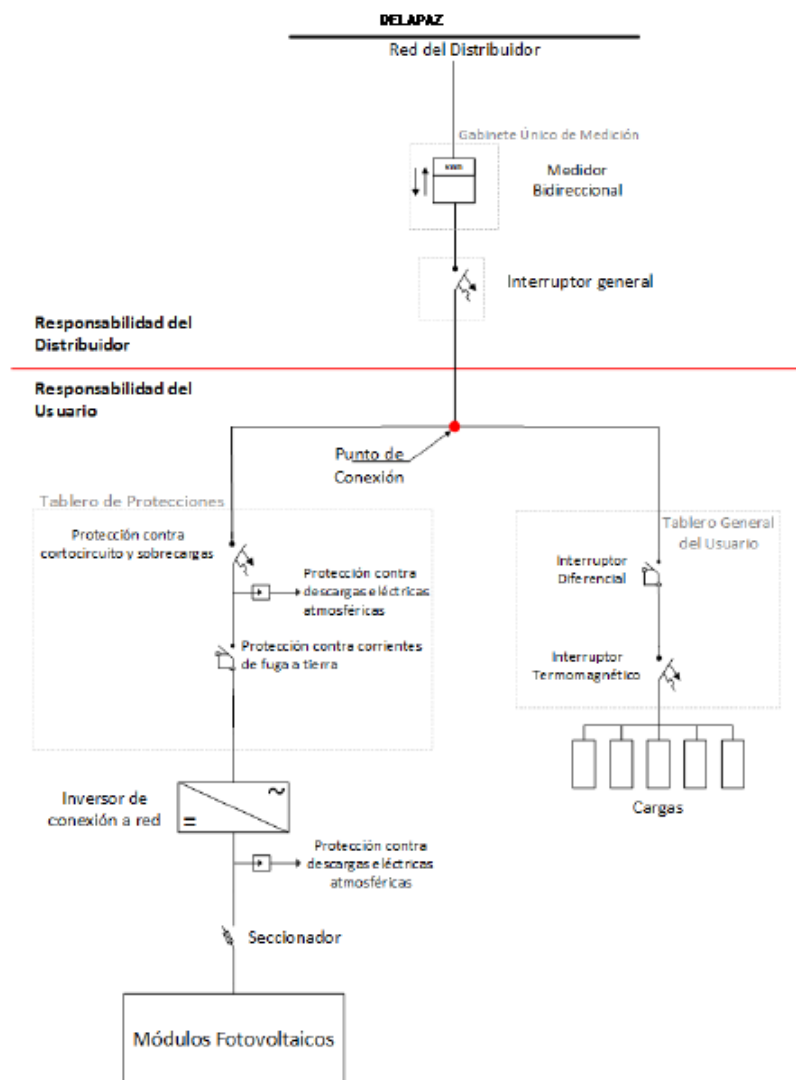
1 Interruptor diferencial

$$I = 30 \text{ mA}$$

Nota: Las especificaciones técnicas de los elementos de protección se encuentran adjunto en los Anexos 4, 5 y 6 del presente documento.

Figura N° 17

Diagrama unifilar simplificado del sistema fotovoltaico



4.7. Retribución por la energía inyectada y ahorro en la facturación

Para determinar la retribución de la energía inyectada a la red de distribución de DELAPAZ, se la realizó en el marco de lo establecido en la Resolución AETN N° 488/2022 de 1 de septiembre de 2022, al considerar que el caso de estudio es un usuario de categoría industrial, la retribución por la energía inyectada a la red, que le corresponde es aplicando el precio de nodo de energía ponderado vigente en el Sistema Interconectado Nacional, que está alrededor de los 0,12Bs/KWh, de las alternativas planteadas se puede señalar que la primera alternativa permite emplear la generación de energía fotovoltaica para el autoconsumo, la segunda y tercera alternativa permiten inyectar a la red de energía eléctrica de DELAPAZ, como se puede observar a continuación:

Tabla N° 25

Ahorro en el importe de energía eléctrica-Alternativa 1

ALTERNATIVA 1	
SIN PANEL	
Energía [kWh]	84.343,00
Importe Energía [Bs]	35.877,00
CON PANEL	
Demanda Máxima anual (kW)	64
% de consumo de energía a reempl.	50,00%
Potencia SFV Instalado [kW]	31,95
Factor de planta [%]	20%
Energía Generada [kWh] (año 1)	55.976,00
Energía Retirada [kWh]	28.367,00
Importe por energía eléctrica [Bs]	13.017,26
Ahorro importe energía eléctrica [Bs]	22.859,75
Ahorro importe energía eléctrica[%]	63,72%

Fuente: Elaboración propia

El ahorro que se generaría al implementar un sistema fotovoltaico de 31,95kWp es de Bs. 22.859,75, es decir que se reduce en un 63,72% el importe de energía eléctrica.

Tabla N° 26

Ahorro en el importe de energía eléctrica-Alternativa 2

ALTERNATIVA 2	
SIN PANEL	
Energía [kWh]	84.343,00
Importe Energía [Bs]	35.877,00
CON PANEL	
Demanda Máxima anual (kW)	64

ALTERNATIVA 2	
% de consumo de energía a reempl.	80%
Potencia SFV Instalado [kW]	51,00
Factor de planta [%]	20%
Energía Generada [kWh] (año 1)	89.562,00
Energía Retirada [kWh]	0,00
Importe por energía eléctrica [Bs]	-620,86
Ahorro importe energía eléctrica [Bs]	36.497,86
Ahorro importe energía eléctrica [%]	101,73%

Fuente: Elaboración propia

El ahorro que se generaría al implementar un sistema fotovoltaico de 51kWp es de Bs. 36.497,86, es decir que se reduce más del 100% el importe de energía eléctrica.

Tabla N° 27

Ahorro en el importe de energía eléctrica-Alternativa 3

ALTERNATIVA 3	
SIN PANEL	
Energía [kWh]	84.343,00
Importe Energía [Bs]	35.877,00
CON PANEL	
Demanda Máxima anual (kW)	64
% de consumo de energía a reempl.	100%
Potencia SFV Instalado [kW]	64,00
Factor de planta [%]	20%
Energía Generada [kWh] (año 1)	112.128,00
Energía Retirada [kWh]	0,00
Importe por energía eléctrica [Bs]	-3.536,80
Ahorro importe energía eléctrica [Bs]	39.413,80
Ahorro importe energía eléctrica [%]	109,86%

Fuente: Elaboración propia

El ahorro que se generaría al implementar un sistema fotovoltaico de 64kWp es de Bs. 39.413,80, es decir que se reduce más del 100% el importe de energía eléctrica.

4.8. Análisis Económico

En este punto se realizará el análisis económico de la instalación del sistema fotovoltaico descrito en el proyecto, para ello se calculará el presupuesto de instalación, el periodo de recuperación y la rentabilidad.

Cabe señalar que el sistema de generación fotovoltaica de acuerdo a cada alternativa cubrirá cierto porcentaje del consumo de energía eléctrica del taller y es posible que inyecte energía eléctrica a la red de DELAPAZ o no; en ese sentido, es necesario que la empresa Ferroviaria se registre como generador distribuido.

Tabla N° 28

Costo total del sistema fotovoltaico

Detalle	Alternativa 1	Alternativa 2	Alternativa 3
Modulo fotovoltaico 460Wp	22.680,00	36.288,00	45.036,00
Inversor	10.259,04	16.704,00	16.704,00
Estructuras	35000	56000	69500
Medidor Bidireccional	350	350	350
Protecciones	2.450,00	2.800,00	2.800,00
Sistema de puesta a tierra	5.000,00	5.000,00	5.000,00
Mano de obra	9.072,00	14.515,20	18.014,40
Otros	5.444,00	5.444,00	5.444,00
Total	90.255,04	137.101,20	162.848,40

Fuente: Elaboración propia

4.8.1. Tiempo de recuperación de la inversión del sistema de generación fotovoltaica

Para la alternativa 1 de reemplazar el 50% del consumo de energía con el sistema de generación distribuida solar tenemos que el tiempo de recuperación de la inversión será en el año 5, considerando una tasa de descuento del 10%. Se aclara que para la energía generada se consideró un factor de degradación de 0,3%.

Tabla N° 29

Evaluación económica con la alternativa 1 (50% del consumo de energía eléctrica)

Años de operación	Energía generada (kWh/año)	Importe por consumo (Bs.)	Ingresos totales (Ahorro) (Bs.)	Egresos totales (Bs.)	Flujos de Efectivo Neto (Bs.)	Valor presente	PRI
0	0	0	0	0,00	-90.255,04	-90.255,04	
1	55.976,00	13.017,26	22.859,75	2.000,00	20.859,75	18.963,40	20.859,75
2	55.808,07	13.094,00	22.783,00	2.000,00	20.783,00	17.176,04	41.642,75
3	55.640,65	13.170,51	22.706,49	2.000,00	20.706,49	15.557,09	62.349,24
4	55.473,73	13.246,79	22.630,21	2.000,00	20.630,21	14.090,71	82.979,44
5	55.307,30	13.322,85	22.554,15	2.000,00	20.554,15	12.762,51	103.533,60
6	55.141,38	13.398,67	22.478,33	2.000,00	20.478,33	11.559,48	124.011,92
7	54.975,96	13.474,27	22.402,73	2.000,00	20.402,73	10.469,83	144.414,65
8	54.811,03	13.549,64	22.327,36	2.000,00	20.327,36	9.482,86	164.742,00
9	54.646,60	13.624,79	22.252,21	2.000,00	20.252,21	8.588,91	184.994,21
10	54.482,66	13.699,71	22.177,29	2.000,00	20.177,29	7.779,22	205.171,50
11	54.319,21	13.774,41	22.102,59	2.000,00	20.102,59	7.045,84	225.274,10
12	54.156,25	13.848,88	22.028,12	2.000,00	20.028,12	6.381,58	245.302,22
13	53.993,78	13.923,13	21.953,87	2.000,00	19.953,87	5.779,93	265.256,09
14	53.831,80	13.997,15	21.879,85	2.000,00	19.879,85	5.234,99	285.135,94
15	53.670,31	14.070,96	21.806,04	2.000,00	19.806,04	4.741,41	304.941,98
16	53.509,30	14.144,54	21.732,46	2.000,00	19.732,46	4.294,36	324.674,44
17	53.348,77	14.217,90	21.659,10	2.000,00	19.659,10	3.889,45	344.333,54
18	53.188,72	14.291,04	21.585,96	2.000,00	19.585,96	3.522,71	363.919,50

Años de operación	Energía generada (kWh/año)	Importe por consumo (Bs.)	Ingresos totales (Ahorro) (Bs.)	Egresos totales (Bs.)	Flujos de Efectivo Neto (Bs.)	Valor presente	PRI
19	53.029,16	14.363,96	21.513,04	2.000,00	19.513,04	3.190,54	383.432,54
20	52.870,07	14.436,66	21.440,34	2.000,00	19.440,34	2.889,68	402.872,88
21	52.711,46	14.509,15	21.367,85	2.000,00	19.367,85	2.617,19	422.240,73
22	52.553,32	14.581,42	21.295,58	2.000,00	19.295,58	2.370,38	441.536,31
23	52.395,66	14.653,47	21.223,53	2.000,00	19.223,53	2.146,85	460.759,84
24	52.238,48	14.725,30	21.151,70	2.000,00	19.151,70	1.944,39	479.911,54
25	52.081,76	14.796,92	21.080,08	2.000,00	19.080,08	1.761,01	498.991,62
Valor presente de la suma de flujos actualizados			93.985,30				
Valor Presente Neto (VPN)			-4.813,85				
Tasa Interna de Retorno (TIR)			22,61%				
Periodo de recuperación			5				

Fuente: Elaboración propia

De acuerdo al VAN y TIR, se puede señalar que la alternativa 1 es viable.

Ahora para la alternativa 2, se tomará en cuenta igual el 10% de tasa de descuento.

Tabla N° 30

Evaluación económica con la alternativa 2 (80% del consumo de energía eléctrica)

Años de operación	Energía generada (kWh/año)	Importe por consumo (Bs.)	Ingresos totales (Ahorro) (Bs.)	Egresos totales (Bs.)	Flujos de Efectivo Neto (Bs.)	Valor presente	PRI
0	0	0	0	0,00	-137.101,20	-137.101,20	
1	89.562,00	-620,86	36.497,86	2.500,00	33.997,86	30.907,14	33.997,86
2	89.293,31	-586,14	36.463,14	2.500,00	33.963,14	28.068,71	67.960,99
3	89.025,43	-551,53	36.428,53	2.500,00	33.928,53	25.491,00	101.889,52
4	88.758,36	-517,02	36.394,02	2.500,00	33.894,02	23.150,07	135.783,53
5	88.492,08	-482,61	36.359,61	2.500,00	33.859,61	21.024,15	169.643,14
6	88.226,61	-448,30	36.325,30	2.500,00	33.825,30	19.093,50	203.468,43
7	87.961,93	-414,10	36.291,10	2.500,00	33.791,10	17.340,17	237.259,53
8	87.698,04	-380,00	36.257,00	2.500,00	33.757,00	15.747,89	271.016,52
9	87.434,95	-346,01	36.223,01	2.500,00	33.723,01	14.301,85	304.739,53
10	87.172,64	-312,11	36.189,11	2.500,00	33.689,11	12.988,61	338.428,63
11	86.911,12	-278,32	36.155,32	2.500,00	33.655,32	11.795,98	372.083,95
12	86.650,39	-244,63	36.121,63	2.500,00	33.621,63	10.712,89	405.705,57
13	86.390,44	-211,04	36.088,04	2.500,00	33.588,04	9.729,26	439.293,61
14	86.131,27	-177,55	36.054,55	2.500,00	33.554,55	8.835,96	472.848,15
15	85.872,87	-144,16	36.021,16	2.500,00	33.521,16	8.024,70	506.369,31
16	85.615,26	-110,87	35.987,87	2.500,00	33.487,87	7.287,94	539.857,17
17	85.358,41	-77,68	35.954,68	2.500,00	33.454,68	6.618,83	573.311,85
18	85.102,33	-44,59	35.921,59	2.500,00	33.421,59	6.011,17	606.733,43
19	84.847,03	-11,60	35.888,60	2.500,00	33.388,60	5.459,30	640.122,03
20	84.592,49	21,30	35.855,71	2.500,00	33.355,71	4.958,11	673.477,73
21	84.338,71	55,50	35.821,51	2.500,00	33.321,51	4.502,75	706.799,24
22	84.085,69	171,13	35.705,88	2.500,00	33.205,88	4.079,21	740.005,11
23	83.833,44	286,41	35.590,60	2.500,00	33.090,60	3.695,50	773.095,71
24	83.581,94	401,35	35.475,66	2.500,00	32.975,66	3.347,87	806.071,36
25	83.331,19	515,94	35.361,07	2.500,00	32.861,07	3.032,94	838.932,43
Valor presente de la suma de flujos actualizados			169.104,29				
Valor Presente Neto (VPN)			901.432,43				
Tasa Interna de Retorno (TIR)			24,60%				
Periodo de recuperación			5				

Fuente: Elaboración propia

De la tabla precedente se puede señalar que la inversión de la alternativa 2 se recuperará el año 4 y evaluando el VAN y TIR la alternativa 2, es viable.

Tabla N° 31

Evaluación económica con la alternativa 3 (100 % del consumo de energía eléctrica)

Años de operación	Energía generada (kWh/año)	Importe por consumo (Bs.)	Ingresos totales (Ahorro) (Bs.)	Egresos totales (Bs.)	Flujos de Efectivo Neto (Bs.)	Valor presente	PRI
0	0	0	0	0,00	-162.848,40	-162.848,40	
1	111.935,00	-3.511,86	39.388,86	2.500,00	36.888,86	33.535,32	36.888,86
2	111.599,20	-3.468,47	39.345,47	2.500,00	36.845,47	30.450,80	73.734,32
3	111.264,40	-3.425,21	39.302,21	2.500,00	36.802,21	27.650,04	110.536,53
4	110.930,60	-3.382,08	39.259,08	2.500,00	36.759,08	25.106,94	147.295,60
5	110.597,81	-3.339,07	39.216,07	2.500,00	36.716,07	22.797,79	184.011,67
6	110.266,02	-3.296,20	39.173,20	2.500,00	36.673,20	20.701,06	220.684,86
7	109.935,22	-3.253,45	39.130,45	2.500,00	36.630,45	18.797,21	257.315,31
8	109.605,42	-3.210,84	39.087,84	2.500,00	36.587,84	17.068,50	293.903,14
9	109.276,60	-3.168,35	39.045,35	2.500,00	36.545,35	15.498,79	330.448,49
10	108.948,77	-3.125,99	39.002,99	2.500,00	36.502,99	14.073,48	366.951,47
11	108.621,92	-3.083,75	38.960,75	2.500,00	36.460,75	12.779,27	403.412,22
12	108.296,06	-3.041,64	38.918,64	2.500,00	36.418,64	11.604,10	439.830,85
13	107.971,17	-2.999,66	38.876,66	2.500,00	36.376,66	10.537,02	476.207,51
14	107.647,26	-2.957,81	38.834,81	2.500,00	36.334,81	9.568,09	512.542,31
15	107.324,31	-2.916,08	38.793,08	2.500,00	36.293,08	8.688,27	548.835,39
16	107.002,34	-2.874,47	38.751,47	2.500,00	36.251,47	7.889,37	585.086,85
17	106.681,33	-2.832,99	38.709,99	2.500,00	36.209,99	7.163,95	621.296,84
18	106.361,29	-2.791,64	38.668,64	2.500,00	36.168,64	6.505,25	657.465,47
19	106.042,21	-2.750,41	38.627,41	2.500,00	36.127,41	5.907,12	693.592,88
20	105.724,08	-2.709,30	38.586,30	2.500,00	36.086,30	5.364,00	729.679,17
21	105.406,91	-2.668,31	38.545,31	2.500,00	36.045,31	4.870,82	765.724,48
22	105.090,69	-2.627,45	38.504,45	2.500,00	36.004,45	4.423,00	801.728,92
23	104.775,41	-2.586,71	38.463,71	2.500,00	35.963,71	4.016,36	837.692,63
24	104.461,09	-2.546,10	38.423,10	2.500,00	35.923,10	3.647,11	873.615,72
25	104.147,70	-2.505,60	38.382,60	2.500,00	35.882,60	3.311,82	909.498,32
Valor presente de la suma de flujos actualizados				169.107,10			
Valor Presente Neto (VPN)				971.998,32			
Tasa Interna de Retorno (TIR)				22,39%			
Período de recuperación				5			

Fuente: Elaboración propia

De la tabla precedente se puede señalar que la inversión de la alternativa 3 se recuperará el año 5 y evaluando el VAN y TIR la alternativa 3, es viable.

4.9. Análisis Ambiental

Considerando el factor de emisión de CO₂ determinado por la Cooperación Alemana GIZ, de 0.4 tCO₂eq/KWh, se pudo determinar que al implementar un sistema fotovoltaico que reduzca el consumo de energía eléctrica ya sea en un 50%, 80% o 100%, se genera una reducción de emisión CO₂ importante, tal como se aprecia a continuación:

Tabla N° 32

Reducción de emisión de CO₂

Año	ALTERNATIVA 1		ALTERNATIVA 2		ALTERNATIVA 3	
	Energía reducida (kWh/año)	Dióxido de Carbono reducidos (t CO ₂ eq /año)	Energía reducida (kWh/año)	Dióxido de Carbono reducidos (t CO ₂ eq /año)	Energía reducida (kWh/año)	Dióxido de Carbono reducidos (t CO ₂ eq /año)
1	55.976,00	22.390,40	89.562,00	35.824,80	111.935,00	44.774,00
2	55.808,07	22.323,23	89.293,31	35.717,33	111.599,20	44.639,68

Año	ALTERNATIVA 1		ALTERNATIVA 2		ALTERNATIVA 3	
	Energía reducida (kWh/año)	Dióxido de Carbono reducidos (t CO ₂ eq /año)	Energía reducida (kWh/año)	Dióxido de Carbono reducidos (t CO ₂ eq /año)	Energía reducida (kWh/año)	Dióxido de Carbono reducidos (t CO ₂ eq /año)
3	55.640,65	22.256,26	89.025,43	35.610,17	111.264,40	44.505,76
4	55.473,73	22.189,49	88.758,36	35.503,34	110.930,60	44.372,24
5	55.307,30	22.122,92	88.492,08	35.396,83	110.597,81	44.239,12
6	55.141,38	22.056,55	88.226,61	35.290,64	110.266,02	44.106,41
7	54.975,96	21.990,38	87.961,93	35.184,77	109.935,22	43.974,09
8	54.811,03	21.924,41	87.698,04	35.079,22	109.605,42	43.842,17
9	54.646,60	21.858,64	87.434,95	34.973,98	109.276,60	43.710,64
10	54.482,66	21.793,06	87.172,64	34.869,06	108.948,77	43.579,51
11	54.319,21	21.727,68	86.911,12	34.764,45	108.621,92	43.448,77
12	54.156,25	21.662,50	86.650,39	34.660,16	108.296,06	43.318,42
13	53.993,78	21.597,51	86.390,44	34.556,18	107.971,17	43.188,47
14	53.831,80	21.532,72	86.131,27	34.452,51	107.647,26	43.058,90
15	53.670,31	21.468,12	85.872,87	34.349,15	107.324,31	42.929,73
16	53.509,30	21.403,72	85.615,26	34.246,10	107.002,34	42.800,94
17	53.348,77	21.339,51	85.358,41	34.143,36	106.681,33	42.672,53
18	53.188,72	21.275,49	85.102,33	34.040,93	106.361,29	42.544,52
19	53.029,16	21.211,66	84.847,03	33.938,81	106.042,21	42.416,88
20	52.870,07	21.148,03	84.592,49	33.836,99	105.724,08	42.289,63
21	52.711,46	21.084,58	84.338,71	33.735,48	105.406,91	42.162,76
22	52.553,32	21.021,33	84.085,69	33.634,28	105.090,69	42.036,27
23	52.395,66	20.958,27	83.833,44	33.533,37	104.775,41	41.910,17
24	52.238,48	20.895,39	83.581,94	33.432,77	104.461,09	41.784,44
25	52.081,76	20.832,70	83.331,19	33.332,48	104.147,70	41.659,08

Fuente: Elaboración propia

4.10. Resultados

De la evaluación del consumo de energía eléctrica del caso de estudio, se pudo determinar que un 95,20% de la energía eléctrica consumida se debe al uso de las máquinas y la iluminación representa un 4,80% y que el consumo máximo de energía eléctrica diario es de 252kWh.

De la evaluación del recurso solar en el caso de estudio, se pudo determinar que está alrededor de 6 KWh/m²-día, es un indicador positivo en cuanto a la generación de energía eléctrica a partir de la energía solar. Esta cifra representa la cantidad promedio de radiación solar que incide en un metro cuadrado de superficie en un día determinado. Cuanto mayor sea este valor, mayor será la cantidad de energía solar disponible para convertir en electricidad a través de paneles solares fotovoltaicos.

Un recurso solar de 6 kWh/m²-día generalmente se considera adecuado para proyectos de generación de energía solar, especialmente si se compara con áreas que reciben menos radiación solar. Sin embargo, el rendimiento real de un sistema solar dependerá de varios factores adicionales, como la orientación de los paneles solares, la inclinación, las condiciones climáticas, la eficiencia de los paneles y el sistema en su conjunto, en ese contexto, se obtuvo que el ángulo de inclinación óptimo es de 15°, las horas solar pico están en 4,96.

En el marco del Decreto Supremo N° 4477 de Generación Distribuida y su Reglamentación, de acuerdo a la categoría y nivel de tensión del usuario, en el caso de estudio solo se puede instalar un sistema de generación distribuida hasta 50kW_{AC}.

En ese entendido, se evaluaron 3 alternativas que permitan cumplir con lo establecido en la normativa.

Se evaluó el precio y la eficiencia de algunos paneles, de los cuales se seleccionó los módulos fotovoltaicos de 460Wp monocristalinos de la marca Peimar, asimismo, de los cálculos realizados se determinó que se requerirán 2 inversores para las alternativas 1, 2 y 3, de 15 y 25kW de potencia de salida (AC), marca GROWATT, en los cuales se instalarán entre 17 y 18 paneles en serie en la alternativa 1, en la alternativa 2 entre 17 y 19 paneles en serie y entre 19 y 24 paneles en serie en la alternativa 3, como se puede apreciar en las Figuras 11, 12 y 13, cantidades que están en los rangos mínimo y máximo de paneles que se muestran en la Tabla N° 24.

Asimismo, se puede señalar que con las alternativas 2 y 3 se pueden inyectar energía eléctrica a la red de DELAPAZ, lo que hace más atractivas las propuestas, al disminuir el costo en inversión, reduce periodo de la recuperación de la inversión.

El periodo de recuperación de la inversión de las 3 alternativas precedentemente mencionadas, está entre 5 años, y del análisis económico se puede observar que de acuerdo a los resultados del VAN y TIR, las 3 alternativas son viables.

Asimismo, para determinar la retribución de la energía inyectada a la red de distribución de DELAPAZ, se consideró lo establecido en la Resolución AETN N° 488/2022 de 1 de septiembre de 2022, tomando en cuenta que el caso de estudio es un usuario de categoría industrial, la retribución por la energía inyectada a la red, que le corresponde es aplicando el precio de nodo de energía ponderado vigente en el Sistema Interconectado Nacional, que está alrededor de los 0,12Bs/KWh. Para el año 1 la retribución que se recibiría sería de Bs. 620,86.

Por otro lado, con la finalidad de poder verificar los cálculos realizados, se realizó la simulación en el software PVsyst, con los cuales se obtuvieron valores similares a los determinados, como se puede apreciar en la Figura N° 14 del presente documento.

Con la implementación del sistema fotovoltaico, se podrá mitigar en promedio entre 21.602 y 43.198 (t CO₂eq /año), lo que es un aspecto favorable para el medio ambiente.

Considerando lo expuesto precedentemente, se puede señalar que las 3 alternativas, de reemplazar un cierto porcentaje del consumo de energía eléctrica son opciones viables que tienen un periodo de recuperación de la inversión aproximado de 5 años.

CAPÍTULO V CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1. CONCLUSIONES

De acuerdo a todo lo expuesto en el documento, se tienen las siguientes conclusiones:

- Se dimensionó un sistema de generación distribuida fotovoltaica conectado a la red eléctrica que permita reducir de manera efectiva el consumo de energía en el Taller de Mantenimiento de la Empresa Ferroviaria Andina S.A., ubicado en el Municipio de Viacha, para reducir los costos asociados a la facturación de electricidad y contribuir a la mitigación de las emisiones de gases de efecto invernadero.
- Se evaluó la demanda energética actual del taller de mantenimiento de la empresa Ferroviaria Andina S.A. del municipio de Viacha, encontrándose que el consumo máximo de energía eléctrica diario es de 252 kWh.
- Se han determinado los requisitos, tanto regulatorios como técnicos, que la instalación del sistema fotovoltaico debe cumplir. De acuerdo con la normativa actual, se ha establecido que el taller de mantenimiento tiene la capacidad de implementar generación distribuida de hasta 50 kW_{AC}, dado que su conexión se encuentra en baja tensión y se clasifica como un usuario de la categoría de Gran Demanda.
- El dimensionamiento del sistema de generación distribuida solar se basa en la premisa de que el sol es una fuente inagotable de energía, lo que lo convierte en una alternativa sostenible para la generación de electricidad limpia. Además, dado que el caso de estudio se localiza en el Municipio de Viacha, una región del Altiplano en la ciudad de La Paz, se ha evaluado la idoneidad de implementar un sistema fotovoltaico debido a sus favorables niveles de irradiación solar, lo que permite satisfacer la demanda energética del taller.
- Además, conforme a la regulación vigente, se han evaluado 3 alternativas para implementar sistemas de generación fotovoltaico, concluyendo que la alternativa 3 permite la sustitución completa del consumo de energía eléctrica mediante un sistema de generación distribuida fotovoltaica, cubriendo el 100% de las necesidades energéticas.
- Del análisis económico de las 3 alternativas, se ha determinado que todas son viables. No obstante, la alternativa 2, que implica reemplazar el 80% del consumo de energía del caso de estudio, se destaca por ofrecer un período de recuperación de la inversión de 4 años y algunos meses.

- La implementación del sistema fotovoltaico brindaría a Ferrovial Andina S.A. la oportunidad de lograr una reducción sustancial de sus gastos energéticos a corto plazo, con un período de recuperación de la inversión estimado de 5 años.
- La implementación de generación distribuida solar no solo contribuye a disminuir la dependencia de fuentes de generación convencionales, sino que también genera un impacto ambiental positivo al reducir las emisiones de gases de efecto invernadero. Con la implementación de las alternativas, se estima que se podría mitigar un promedio de entre 21,602 y 43.198 toneladas de CO2 equivalente al año, lo que representa un beneficio significativo para el medio ambiente.
- El porcentaje del ahorro económico supera el 60% del importe por energía que se cancela actualmente, alcanzado con la alternativa 1 un ahorro de Bs. 22.859,75 al año y supera el 100% con las alternativas 2 y 3, al generarse un ahorro de Bs. 36.497,86 y Bs. 39.388,86 al año. Estos ahorros son significativos para el usuario del caso de estudio.
- Los componentes del sistema fotovoltaico actualmente se venden en el mercado nacional, lo cual hace viable al usuario implementarlo.

5.2. RECOMENDACIONES

Se recomienda que para garantizar una alta eficiencia del sistema fotovoltaico que se propuso implementar en el taller de mantenimiento de la empresa Ferrovial Andina S.A., se debe considerar que el área de emplazamiento no tenga sombras, que interfieran en la generación de energía.

Esta propuesta debería ser considerada también en otros predios de usuarios que tengan grandes consumos de energía eléctrica.

Se recomienda, implementar la alternativa 2 que posibilita satisfacer la totalidad de la demanda de energía eléctrica del taller de mantenimiento, a través de generación distribuida solar, por los beneficios significativos que ofrece.

6. BIBLIOGRAFÍA

Castejón, A., & Santamaria, G. (2010). *Instalaciones solares fotovoltaicas* (Javier Ablanque).

Editex S.A.

Cóndor Lucchini, H. (2020). *Generación distribuida con energías renovables en Perú*

[Universidad de Piura].

https://pirhua.udep.edu.pe/bitstream/handle/11042/4782/MAS_IME_SEA_2001.pdf?sequence=2&isAllowed=y

Delgado, R. E. L. (n.d.). *Estudio de impactos de la generación distribuida renovable en redes eléctricas.*

Eirin, M. S., Messina, D., Lisperguer, R. C., & Pavez, R. S. (n.d.). *Estudio sobre políticas energéticas para la promoción de las energías renovables en apoyo a la electromovilidad.*

Francisco Fernández, M., Díaz Fuentes, R., Castro Fernández, M., & Costa Montiel, Á. (2010). Calidad de la energía y generación distribuida en Cuba. *Revista Cubana de Ingeniería*, 1(3), 41–50. <https://doi.org/10.1234/rci.v1i3.28>

Guillén Navarrete, H. R., & Alonzo García, A. (2020). Análisis del marco legal de la generación distribuida en América Latina y Nicaragua, para la incorporación de aparatos de medición inteligente. *Nexo Revista Científica*, 33(01), 51–68. <https://doi.org/10.5377/nexo.v33i01.10045>

Gutiérrez, O. H., & Mejía, C. J. H. (n.d.). *ESTUDIO DE VIABILIDAD TÉCNICA Y ECONÓMICA PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA DE 10 KW, CASO “HOSPITAL LOCAL DE TENERIFE, MAGDALENA.”*

Jamjachi R., J. J. (2021). *Diseño de un sistema eléctrico híbrido para una vivienda residencial.*

Lee, J., Ryu, S. H., & Kim, D. (2018). Role of ICT in enhancing energy efficiency of commercial buildings: Case study of optimized energy control system in hospital “P.” *Journal of Renewable and Sustainable Energy*, 10(2), 025101. <https://doi.org/10.1063/1.5026286>

López, J. F., & Pabón, M. O. (2015). *DISEÑO DE PROCESO DE CÁLCULO PARA SISTEMAS FOTOVOLTAICOS RESIDENCIALES O DE MICROEMPRESA* (p. 53).

Martínez V., M. A., & Mora C., A. B. (2022). *Diseño e implementación de un sistema fotovoltaico para el suministro de energía eléctrica en vivienda en zona rural donde no*

llega el tendido eléctrico situado en el golfo de Guayaquil-Comunidad Masa 2.
Politécnica Salesiana.

Ministerio de Hidrocarburos y Energías. (2021). *Procedimientos de retribución, registro, inscripción de empresas instaladoras y recolección de información de Generadores Distribuidos.* Programa de Energías Renovables (PEERR).
[https://www.bivica.org/files/6199_Genereci%C3%B3n%20distribuida%20nuevo%20en%20alta\(1\).pdf](https://www.bivica.org/files/6199_Genereci%C3%B3n%20distribuida%20nuevo%20en%20alta(1).pdf)

Ormachea Muñoz, C. R. (2021). *ENERGÍAS RENOVABLES Energía Fotovoltaica Sistemas Autónomos.*

Real-Calvo, R., Moreno-Munoz, A., Pallares-Lopez, V., Gonzalez-Redondo, M. J., Moreno-Garcia, I. M., & Palacios-Garcia, E. J. (2017). Sistema Electrónico Inteligente para el Control de la Interconexión entre Equipamiento de Generación Distribuida y la Red Eléctrica. *Revista Iberoamericana de Automática e Informática Industrial RIAI*, 14(1), 56–69. <https://doi.org/10.1016/j.riai.2016.11.002>

Roja Suárez, J. P., Vergel Ortega, M., & Orjuela Abril, S. (2021). Análisis del uso potencial de Generación Distribuida en Colombia. *REVISTA BOLETÍN REDIPE*, 10(6), 13.
<https://doi.org/10.36260/rbr.v10i6.1338>

Rosero H., M., & Lopez, Y. U. (2018, August). Strategies of Environmental Management to Eliminate the Carbon Footprint Generated by the use of Conventional Energies in a Hospital Institution Level 4. *2018 IEEE ANDESCON*, 1–6.
<https://ieeexplore.ieee.org/document/8564562/>

Salazar, S., & Arcos, H. (2021). Análisis Técnico y Económico de la Implementación del Net Metering para diferentes tipos de Consumidores de Electricidad en el Ecuador. *Revista Técnica “energía,”* 18(1), 86–94.
<https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v18.n1.2021.464>

Sari, P., & Xavier, J. (n.d.). *Impacto técnico económico de la generación distribuida solar fotovoltaica en grandes consumidores conectados a la red de distribución, caso estudio: Empresa GRAIMAN, empresa Continental Tire Andina.*

Van den Brom, P., Meijer, A., & Vischer, H. (2019). Actual energy saving effects of thermal renovations in dwellings-Longitudinal data analysis including building and occupant characteristics. *Energy and Buildings*, 182, 251–263.
<https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2018.10.025>

Ximena Montaña Sandoval. (2021, December 15). *¿Cómo avanza la Generación Distribuida en Bolivia?* <https://fundacionsolon.org/2021/12/15/como-avanza-la-generacion-distribuida-en-bolivia/>

7. ANEXOS

Anexo 1: Detalle de Consumo de energía del taller

Mes	Consumo energía Bloque Alto [kWh]	Consumo energía Bloque Medio [kWh]	Consumo energía Bloque Bajo [kWh]	Consumo energía total [kWh]	Potencia leída Bloque Alto [kW]	Potencia leída Bloque Medio [kW]	Potencia leída Bloque Bajo [kW]	Potencia de punta facturada [kW]	Exceso de potencia fuera de punta [kW]
ene-22	600	4.200	1.800	6.600	30	55	16	30	25
feb-22	1.200	4.200	600	6.000	29	52	14	30	25
mar-22	1.200	4.800	1.800	7.800	54	55	52	54	1
abr-22	1.200	4.800	1.200	7.200	29	48	14	54	1
may-22	1.200	5.400	600	7.200	25	65	14	54	11
jun-22	600	4.800	1.200	6.600	15	48	14	54	11
jul-22	1.200	5.400	1.200	7.800	22	51	13	54	11
Total(Bs)	7.200	33.600	8.400	49.200	204	374	137	330	85
Total. anual extrapolado (Bs.)	12.343	57.600	14.400	84.343	350	641	235	566	146

Mes	Importe por cargo fijo [Bs]	Importe energía Bloque Alto [Bs]	Importe energía Bloque Medio [Bs]	Importe energía Bloque Bajo [Bs]	Importe energía total [Bs]	Importe potencia en punta [Bs]	Importe exceso por potencia fuera de punta [Bs]	Importe por potencia total [Bs]	Importe total suministro [Bs]	Penalización por bajo factor de potencia [Bs]	Tasa alumbrado público [Bs]	Tasa aseo municipal [Bs]	Importe factura total [Bs]
ene-22	523	300	1.762	589	2.651	2.820	847	3.667	6.841	950	352	1.700	9.843
feb-22	523	592	1.739	195	2.526	2.824	848	3.672	6.721	907	316	1.700	9.644
mar-22	524	614	2.060	598	3.272	5.094	34	5.128	8.924	1.027	443	1.700	12.094
abr-22	525	609	2.045	397	3.051	5.098	34	5.132	8.708	1.106	410	1.700	11.924
may-22	541	627	2.369	204	3.200	5.251	386	5.637	9.378	1.303	416	1.700	12.797
jun-22	540	310	2.078	406	2.794	5.244	385	5.629	8.963	1.245	402	1.700	12.310
jul-22	540	633	2.390	411	3.434	5.249	385	5.634	9.608	991	442	1.700	12.741
Total(Bs)	3.716	3.685	14.443	2.800	20.928	31.580	2.919	34.499	59.143	7.529	2.781	11.900	81.353
Total. anual extrapolado (Bs.)	6.370	6.317	24.759	4.800	35.877	54.137	5.004	59.141	101.388	12.907	4.767	20.400	139.462

Anexo 2: Cálculo del grado de inclinación óptimo

FACTOR DE CORRECIÓN K													
Latitud	Inclinación	ENE	FEBR	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGOS	SEPT	OCT	NOV	DIC
16	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
16	5	1,04	1,03	1,01	1	0,99	0,98	0,99	1	1,02	1,03	1,04	1,04
16	10	1,07	1,05	1,02	0,99	0,97	0,96	0,97	0,99	1,03	1,06	1,08	1,08
16	15	1,09	1,06	1,02	0,98	0,94	0,93	0,94	0,98	1,03	1,08	1,11	1,11
16	20	1,11	1,07	1,02	0,96	0,91	0,89	0,91	0,96	1,02	1,09	1,13	1,14
16	25	1,12	1,07	1,01	0,93	0,88	0,85	0,87	0,93	1,01	1,1	1,15	1,15
16	30	1,13	1,07	0,99	0,9	0,83	0,8	0,83	0,9	0,99	1,09	1,16	1,16
16	35	1,12	1,06	0,96	0,86	0,78	0,75	0,78	0,86	0,97	1,08	1,16	1,17
16	40	1,11	1,04	0,93	0,82	0,73	0,69	0,72	0,81	0,94	1,07	1,15	1,16
16	45	1,1	1,01	0,89	0,77	0,67	0,63	0,66	0,76	0,9	1,04	1,14	1,15
16	50	1,07	0,98	0,85	0,71	0,6	0,56	0,6	0,7	0,85	1,01	1,11	1,13
16	55	1,04	0,94	0,8	0,65	0,54	0,49	0,53	0,64	0,8	0,97	1,08	1,1
16	60	1,01	0,9	0,75	0,59	0,46	0,41	0,46	0,58	0,75	0,93	1,05	1,07
16	65	0,96	0,85	0,69	0,52	0,39	0,34	0,38	0,51	0,69	0,87	1,01	1,03
16	70	0,92	0,79	0,63	0,45	0,31	0,26	0,3	0,44	0,62	0,82	0,96	0,98
16	75	0,86	0,74	0,56	0,38	0,24	0,18	0,22	0,36	0,55	0,76	0,9	0,93
16	80	0,8	0,67	0,49	0,3	0,16	0,1	0,14	0,28	0,48	0,69	0,84	0,87

FACTOR DE CORRECIÓN K													
Latitud	Inclinación	ENE	FEBR	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGOS	SEPT	OCT	NOV	DIC
16	85	0,74	0,61	0,42	0,23	0,1	0,09	0,09	0,2	0,41	0,62	0,77	0,81
16	90	0,67	0,54	0,35	0,15	0,09	0,08	0,08	0,12	0,33	0,54	0,7	0,74

DEPARTAMENTO	LA PAZ												
MUNICIPIO	VIACHA												
LATITUD	-16.6533333												
LONGITUD	-68.2913888888889												
ALTITUD	3874m.s.n.m.												
	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DECIEMBRE	Media
G(0°) [kWh/m2/día]	5,91	5,89	5,87	5,77	5,61	5,33	5,45	6,01	6,29	6,69	6,89	6,26	6,00
Factor K [superficie horizontal (0°)]	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
G(0°) corregido [kWh/m2/día]	5,91	5,89	5,87	5,77	5,61	5,33	5,45	6,01	6,29	6,69	6,89	6,26	6,00
G(CE) [kW/m2]	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
HSP [h/día]	5,91	5,89	5,87	5,77	5,61	5,33	5,45	6,01	6,29	6,69	6,89	6,26	6,00
FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA CON DATOS NASA Y FACTOR K													
	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DECIEMBRE	Media
G(0°) [kWh/m2/día]	5,91	5,89	5,87	5,77	5,61	5,33	5,45	6,01	6,29	6,69	6,89	6,26	6,00
Factor K [superficie inclinada (5°)]	1,04	1,03	1,01	1,00	0,99	0,98	0,99	1,00	1,02	1,03	1,04	1,04	
G(5°) corregido [kWh/m2/día]	6,1464	6,0667	5,9287	5,77	5,5539	5,2234	5,3955	6,01	6,4158	6,8907	7,1656	6,5104	6,09
Factor K [superficie inclinada (10°)]	1,07	1,05	1,02	0,99	0,97	0,96	0,97	0,99	1,03	1,06	1,08	1,08	
G(10°) corregido [kWh/m2/día]	6,3237	6,1845	5,9874	5,7123	5,4417	5,1168	5,2865	5,9499	6,4787	7,0914	7,4412	6,7608	6,15
Factor K [superficie inclinada (15°)]	1,09	1,06	1,02	0,98	0,94	0,93	0,94	0,98	1,03	1,08	1,11	1,11	
G(15°) corregido [kWh/m2/día]	6,44	6,24	5,99	5,65	5,27	4,96	5,12	5,89	6,48	7,23	7,65	6,95	6,15

Anexo 2: Ficha de datos del módulo



OR10H460M SE460M

HALF CELL LINE

● MÓDULO "HALF-CELL"

El módulo de 120 células ha sido diseñado para garantizar un alto rendimiento de producción que no se puede alcanzar con la tecnología estándar.

La configuración semicelular de alta calidad optimiza la distribución eléctrica dentro del panel para promover el rendimiento del producto. Por estas razones, la gama Half Cell es adecuada no sólo para instalaciones industriales, sino también para instalaciones residenciales y comerciales.

Células



120 CÉLULAS
MONO gBB / 10BB M10 HALF | PERC

182 x 91 mm / 7.16 x 3.58"

Marco



COMPACTO Y SÓLIDO | 30 mm

PUEDE SER ANCLADO EN EL LADO CORTO ©

30 AÑOS GARANTÍA LINEAL PRODUCCIÓN
25 AÑOS GARANTÍA PRODUCTO



TECNOLOGÍA **PERC**



PID FREE



REACCIÓN AL FUEGO: **CLASE I**



VIDRIO **ANTIRREFLEJO**



SEGURO QBE

Seguro de Responsabilidad del Producto QBE

HALF CELL LINE

Características Eléctricas (STC) ⁽⁴⁾

OR10H460M - SE460M	
Potencia pico (P _{max}) ⁽²⁾	460 W
Tolerancia de clasificación	0/+5 W
Tensión a P _{max} (V _{mp})	34.89 V
Corriente a P _{max} (I _{mp})	13.19 A
Tensión de circuito abierto (V _{oc}) ⁽²⁾	41.78 V
Corriente de corto circuito (I _{sc}) ⁽²⁾	13.63 A
Tensión máxima de sistema	1500 V
Máximo valor nominal del fusible	25 A
Eficiencia Módulo	21.32%
Clase de protección contra descarga eléctrica	Clase II

Características Mecánicas

Células	120 M10 HALF monocristalinas PERC
Tamaño Células	182 x 91 mm / 7.16 x 3.58"
Cubierta Frontal	3.2 mm / 0.13" grosor, vidrio templado
Cápsula	TPT (Teflar-PET-Teflar)
Cubierta Posterior	EVA (Etileno Vinil Acetato)
Marco	Aleación de aluminio anodizado doble grosor
Acabados Marco	Plata
Acabados Lámina posterior	Blanco
Diodos	3 Diodos de Bypass
Caja de conexiones	Certificado IP67
Conectores	MC4 o conectores compatibles
Longitud Cables	1300 mm / 51.18"
Sección Cables	4.0 mm ² / 0.006 in ²
Tamaño	1903 x 1134 x 30 mm / 74.92 x 44.64 x 1.18"
Peso	24 Kg / 52.91 lbs
Carga máxima (test de carga) - SF	5400 Pa - 1.5 ⁽³⁾

Características Temperatura

NMOT ⁽²⁾	45±2 °C
Coefficiente temperatura de la potencia máxima	-0.37 %/°C
Coefficiente temperatura de la tensión de circuito abierto	-0.28 %/°C
Coefficiente temperatura de la corriente de corto circuito	0.042 %/°C
Temperatura de funcionamiento	-40 °C - +85°C

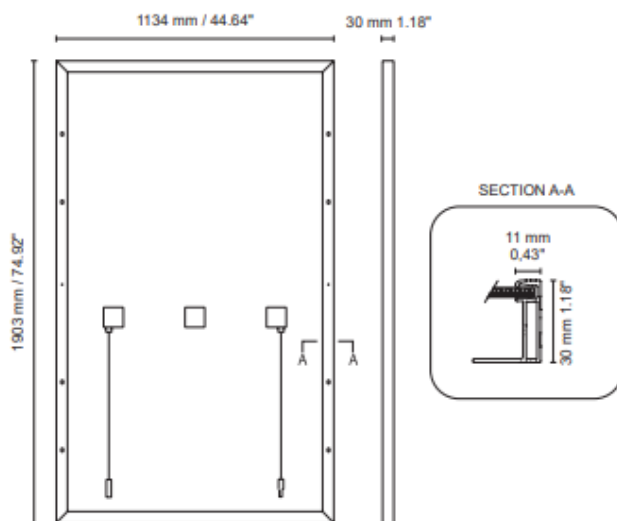
Embalaje ⁽⁴⁾

Medidas Palé	1935 x 1120 x 1260 mm / 76.18 x 44.09 x 49.61"
Paneles por Palé	36
Peso	880 kg / 1940.07 lbs

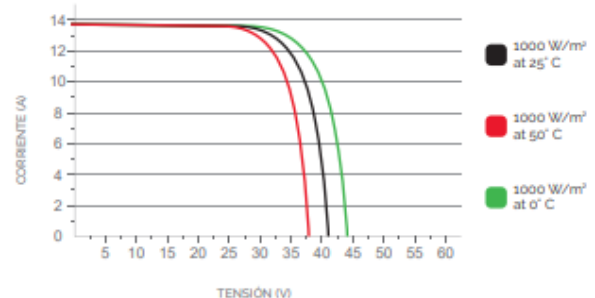
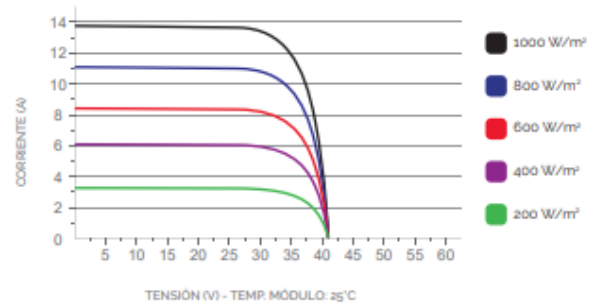
Certificaciones

Resistencia al fuego	Class of reaction to fire 1 (UNI 9177)
PID free	IEC TS 62804-1:2015
Niebla sal	IEC 61701:2011
Amoniaco	IEC 62716:2013
Certificados de producto	IEC 61215-1, IEC 61215-1-1, IEC 61215-2, IEC 61730-1, IEC 61730-2

Medidas




Características Corriente/Voltaje



Anexo 3: Ficha de Datos del inversor

Datasheet	MID 15KTL3-X	MID 17KTL3-X	MID 20KTL3-X	MID 22KTL3-X	MID 25KTL3-X
Input data (DC)					
Max. recommended PV power (for module STC)	22500W	25500W	30000W	33000W	37500W
Max. DC voltage	1100V				
Start Voltage	250V				
Normal Voltage	200V-1000V				
MPPT voltage range	580V				
No. of MPPT trackers/strings per MPPT tracker	2/2	2/2	2/2	2/2	2/3
Max. input current per MPPT tracker	27A	27A	27A	27A	27A/40.5A
Max. short-circuit current per MPPT tracker	33.8A	33.8A	33.8A	33.8A	33.8A/50.7A
Output data (AC)					
Rated AC output power	15000W	17000W	20000W	22000W	25000W
Max. AC apparent power	16600VA	18800VA	22000VA	24400VA	27700VA
Nominal AC voltage(range*)	230V/400V; 340-440V				
AC grid frequency(range*)	50/60 Hz; 45-55Hz/55-65 Hz				
Max. output current	24.2A	27.4A	31.9A	35.5A	40.2A
Adjustable power factor	0.8 leading - 0.8 lagging				
THDI	<3%				
AC grid connection type	3W+N+PE				
Efficiency					
Max. efficiency	98.75%				
European efficiency	98.6%				
MPPT efficiency	99.9%				
Protection devices					
DC reverse polarity protection	Yes				
DC Switch	Yes				
AC/DC surge protection	Type II / Type II				
Insulation resistance monitoring	Yes				
AC short-circuit protection	Yes				
Ground fault monitoring	Yes				
Grid monitoring	Yes				
Anti-islanding protection	Yes				
Residual-current monitoring unit	Yes				
String monitoring	Yes				
AFCI protection	Optional				
General data					
Dimensions (W / H / D)	525/395/222mm				
Weight	23kg				
Operating temperature range	-25 °C ... +60 °C				
Self-Consumption (night)	< 1W				
Topology	Transformerless				
Cooling	Smart air cooling				
Protection degree	IP65				
Relative Humidity	0-100%				
Altitude	4000m				
DC connection	H4/MC4(Optional)				
AC connection	Cable gland+OT terminal				
Display	OLED+LED/WIFI+APP				
Interfaces: RS485 / USB / WIFI / GPRS / RF / LAN	Yes/Yes /Optional/Optional/Optional/Optional				
Warranty: 5 years / 10 years	Yes/Optional				

Anexo 4: Ficha de Datos del fusible



HORUS

PHOTOVOLTAIC
PROTECTION

CYL

gPV
CYLINDRICAL
fuse links



gPV 10x35 and 14x51 cylindrical fuse links have been developed to offer a compact, safety and economic protection of photovoltaic modules (array protection) with voltages up to 1.000/1.100V DC.

They provide protection against overloads as well as short-circuit (gPV class according to the requirements of IEC60269-6 and UL248-10 Standards).

Made with ceramic tube with high withstand to internal pressure and thermal shock, that allows a high breaking capacity in a reduced physical space. Contacts are made in silver plated copper and melting elements are made in pure silver in order to avoid the aging and thus keep unalterable the electric characteristics.

For these fuse-links we recommend the utilization of PMX fuse holders.

	In (A)	REFERENCE	PACKING (10x100)	
<div style="border: 1px solid black; border-radius: 50%; width: 30px; height: 30px; display: flex; align-items: center; justify-content: center; margin: 0 auto; margin-bottom: 5px;"> 10x35 </div> <p>1000V DC</p> <p>DESIGN CAPACITY 30A</p> <p>STANDARD </p>	1	491601	10/100	
	2	491602	10/100	
	3	491604	10/100	
	4	491605	10/100	
	5	491606	10/100	
	6	491610	10/100	
	8	491615	10/100	
	10	491620	10/100	
	12	491625	10/100	
	15	491629	10/100	
	16	491630	10/100	
	20	491635	10/100	
NEUTRAL LINK		431000	10/100	
<div style="border: 1px solid black; border-radius: 50%; width: 30px; height: 30px; display: flex; align-items: center; justify-content: center; margin: 0 auto; margin-bottom: 5px;"> 14x51 </div> <p>1100V DC</p> <p>DESIGN CAPACITY 30A</p>	15	491647	10/50	
	20	491648	10/50	
	25	491650	10/50	
	32	491655	10/50	
	NEUTRAL LINK		432000	10/50

STANDARDS

IEC 60269-1
IEC 60269-6
UL 248-10

DIMENSIONS

PAG 19

PAG 20

I-t CHARACTERISTICS

PAG 19

PAG 20

AMBIENT TEMPERATURE DERATING FACTOR

PAG 53

COMPATIBLE PMX FUSE HOLDERS

PAG 11

COMPATIBLE CLIP CONTACT 010 FUSE-LINKS

PAG 14

4



HORUS[®]

PHOTOVOLTAIC PROTECTION

NH gPV NH 1000V DC fuse links

NH gPV fuse links for photovoltaic installations have been developed to offer a safety protection solution in sub-array, array or inverter DC input of photovoltaic installations.

They provide protection against overloads as well as short-circuits (gPV class according to IEC 60269 and UL248-19 Standards, with a minimum fusing current of 1,35In. Made with ceramic body with high withstand to internal pressure and thermal shock. Contacts are made in silver plated copper or brass and melting elements are made in pure silver in order to avoid the aging and thus keep unalterable the electric characteristics.

For these fuse-links we recommend the utilization of 1000 VDC NH ST fuse bases.

NH1	
U	1000V DC
BREAKING CAPACITY	30kA
CONTACTS	KNIFE BLADE
STANDARDS	

In (A)	REFERENCE	PACKING mm /BOX
25	373210	1/30
32	373215	1/30
40	373225	1/30
50	373230	1/30
63	373235	1/30
80	373240	1/30
100	373245	1/30
125	373250	1/30
160	373255	1/30
200	373260	1/30



NH2	
U	1000V DC
BREAKING CAPACITY	30kA
CONTACTS	KNIFE BLADE

In (A)	REFERENCE	PACKING mm /BOX
200	373350	1/15
250	373360	1/15



NH3	
U	1000V DC
BREAKING CAPACITY	30kA
CONTACTS	KNIFE BLADE
STANDARDS	

In (A)	REFERENCE	PACKING mm /BOX
200	373425	1/15
250	373435	1/15
315	373445	1/15
355	373450	1/15
400	373455	1/15



STANDARDS
IEC 60269-1
IEC 60269-6
UL 248-19

DIMENSIONS
PAG 24

I-t CHARACTERISTICS
PAG 25

AMBIENT TEMPERATURE DERATING FACTOR
PAG 53

COMPATIBLE ST NH 1000V AC BASES
PAG 15

Anexo 5: Ficha de Datos del Interruptor termomagnético



PRODUCT-DETAILS

XT2N 160 Ekip I In=100A 3p F F

XT2N 160 Ekip I In=100A 3p F F



Información General

Tipo de producto extendido	XT2N 160 Ekip I In=100A 3p F F
Código de producto	1SDA067062R1
EAN	8015644007997
Descripción corta	XT2N 160 Ekip I In=100A 3p F F
Descripción larga	C.BREAKER TMAX XT2N 160 FIXED THREE-POLE WITH FRONT TERMINALS AND SOLID-STATE RELEASE IN AC EKIP-I R 100 A

ABB EcoSolutions

ABB EcoSolutions	Yes
------------------	-----

Circular Value

Principios de diseño circular Tasa de reciclabilidad	Design for Closing Resource Loops - Standard EN45555 - 58.1 %
Plantilla de notificación de minerales de conflicto (CMRT)	9AKK108467A5658
Instrucciones para el final de la vida	9AKK108468A2349
Grupo Objetivo de Residuos a Vertedero	UL 2799 Zero Waste To Landfill Validation available

© 2023 ABB. All rights reserved.

2023/11/21

Subject to change without notice

Dimensiones

Ancho del product	90 mm
Alto del producto	130 mm
Largo del product	82.5 mm
Peso del product	1.12 kg

Información Adicional

Tipo de disyuntor a asociar	Power Distribution
Capacidad de conexión del circuito principal	Busbar 32.5..100 mm ²
Tipo actual	AC
Durabilidad eléctrica	120 cycles per hour 8000 cycle
Durabilidad mecánica	240 cycles per hour 25000 cycle
Número de polos	3
Hora de apertura	CB with SOR 15 ms

Orden múltiple	CB with UVR 15 ms
Pérdida de potencia	1 piece at Rated Operating Conditions per Pole 4.2 W
Tipo de producto principal	SACE Tmax XT
Nombre del producto	Moulded Case Circuit Breaker
Tipo de producto	Automatic Circuit Breaker
Corriente nominal (I_n)	100 A
Frecuencia nominal (f)	50 / 60 Hz
Tensión nominal (U_r)	690 V
Tensión nominal soportada por impulsos (U_{imp})	8 kV
Tensión nominal de aislamiento (U_i)	1000 V
Tensión nominal de operación	690 V AC
Capacidad nominal de corte en cortocircuito en servicio (I_{cs})	(220 V AC) 65 kA (230 V AC) 65 kA (240 V AC) 65 kA (380 V AC) 36 kA (415 V AC) 36 kA (440 V AC) 36 kA (500 V AC) 30 kA (525 V AC) 20 kA (690 V AC) 10 kA
Capacidad nominal de corte en cortocircuito (I_{cu})	(220 V AC) 65 kA (230 V AC) 65 kA (240 V AC) 65 kA (380 V AC) 36 kA (415 V AC) 36 kA (440 V AC) 36 kA (500 V AC) 30 kA (525 V AC) 20 kA (690 V AC) 10 kA

Corriente nominal ininterrumpida (I_u)	160 A
Destornillador recomendado	Main Circuit M6
Liberar	Ekip I
Tipo de desbloqueo	EL
Nivel de rendimiento de cortocircuito	N
Normas	IEC
Subtipo	XT2
Tipo de conexión del terminal	Front
Tipo de terminal	Bolt
Par de apriete	6 N·m
Versión	F
Dibujo dimensional CAD	1SDH002230A1001

PRODUCT-DETAILS

S203-C50

S203-C50 Interruptor automático - 3P - C - 50 A



Información General

Tipo de producto extendido	S203-C50
Código de producto	2CDS253001R0504
EAN	4016779551069
Descripción corta	S203-C50 Interruptor automático - 3P - C - 50 A
Descripción larga	System pro M compact S200 miniature circuit breakers are current limiting. They have two different tripping mechanisms, the delayed thermal tripping mechanism for overload protection and the electromechanic tripping mechanism for short circuit protection. They are available in different characteristics (B,C,D,K,Z), configurations (1P,1P+N,2P,3P,3P+N,4P), breaking capacities (up to 6 kA at 230/400 V AC) and rated currents (up to 63A). All MCBs of the product range S200 comply with IEC/EN 60898-1, IEC/EN 60947-2, UL1077 allowing the use for residential, commercial and industrial applications. Bottom-fitting auxiliary contact can be mounted on S200 to save 50% space.

ABB EcoSolutions

ABB EcoSolutions	Yes
------------------	-----

Circular Value

Principios de diseño circular Tasa de reciclabilidad	Design for Closing Resource Loops - Standard EN45555 - 90 %
Se ofrece con una vida	Product Durability

© 2023 ABB. All rights reserved.

2023/11/21

Subject to change without notice

Eco Transparency

Declaración Ambiental
de Producto - EPD

9AKK108467A7832

Technical

Normas	IEC/EN 60898-1 IEC/EN 60947-2 UL 1077
Característica de troplezo	C
Tensión nominal de operación	acc. to IEC 60898-1 400 V AC acc. to IEC 60898-1 400 V acc. to IEC 60947-2 440 V AC
Tensión operativa	Maximum (Incl. Tolerance) 440 V AC Minimum 12 V AC Minimum 12 V DC
Tensión nominal de aislamiento (U_i)	acc. to IEC/EN 60664-1 440 V
Tensión nominal soportada por impulsos (U_{imp})	4 kV at 2000 m 5 kV at Sea Level 6.2 kV
Tensión de prueba dieléctrica	50/60 Hz, 1 min: 2 kV
Tipo de tensión de entrada	AC/DC
Corriente nominal (I_n)	50 A
Capacidad nominal de cortocircuito	(AC) 6 kA (DC) 6 kA (400 V AC) 6 kA (400 V) 6 kA
Capacidad nominal de corte en cortocircuito (I_{cu})	(230 V AC) 20 kA (400 V AC) 10 kA (440 V AC) 10 kA (230 V) 20 kA (400 V) 10 kA
Corriente nominal de cortocircuito condicional (I_{nc})	(230 V) 20 kA (400 V) 20 kA
Capacidad nominal de corte en cortocircuito en servicio (I_{cs})	(230 V AC) 15 kA (400 V AC) 7.5 kA (440 V AC) 7.5 kA
Frecuencia (f)	50 Hz
Frecuencia nominal (f)	50 / 60 Hz 50 ... 60 Hz
Pérdida de potencia	9.75 W at Rated Operating Conditions per Pole 3.25 W
Conexión de la fuente de alimentación	Arbitrary
Indicación de la posición del contacto	Red ON / Green OFF
Clase de limitación de energía	3
Resistencia eléctrica	10000 AC cycle
Resistencia mecánica	20000 cycle
Número de polos	3
Número de postes	3

Ambiente

Temperatura ambiente	Funcionamiento -25 ... +55 °C Almacenamiento -40 ... +70 °C
Temperatura del aire ambiente de referencia	30 °C
Grado de protección	IP20 IP40 Enclosure with Cover IP40
Grado de contaminación	3
Condiciones ambientales	28 cycles with 55 °C / 90-96 % and 25 °C / 95-100 %
Resistencia a las vibraciones según IEC 60068-2-6	5g, 20 cycles at 5 ... 150 ... 5 Hz with load 0.8 In
Resistencia a los golpes según IEC 60068-2-27	25g 2 shocks 13 ms
Estado de RoHS	Following EU Directive 2011/65/EU and Amendment 2015/863 July 22, 2019
Información sobre RoHS	2CDK403001D0607
Declaración REACH	9AKK107492A1906
Plantilla de notificación de minerales de conflicto (CMRT)	9AKK108468A3363

Technical UL/CSA

Tensión máxima de funcionamiento UL/CSA	110 V DC 480Y/277 V AC
Capacidad de interrupción según UL1077	(277 V AC) 6 kA (480Y / 277 V AC) 6 kA (240 V) 10 kA
Capacidad de conexión UL/CSA	Busbar 18-8 AWG Conductor 18-4 AWG

Dimensiones

Anchura en número de espacios modulares	3
Ancho del producto	52.5 mm
Alto del producto	88 mm
Largo del producto	69 mm
Peso del producto	0.375 kg
Peso neto del poste	0.125 kg
Profundidad incorporada (t ₂)	69 mm
Diagrama de dimensiones	2CDC022007F0010

Anexo 6: Ficha de Datos del Interruptor Diferencial



PRODUCT-DETAILS

IN F202 25A-30mA/AC

IN F202 25A-30mA/AC Residual Current Circuit Breaker 2P AC type 30 mA



Información General

Tipo de producto extendido	IN F202 25A-30mA/AC
Código de producto	1SYF202005R1250
EAN	8902542814706
Descripción corta	IN F202 25A-30mA/AC Residual Current Circuit Breaker 2P AC type 30 mA
Descripción larga	The RCCBs F200 series assures protection to people and installations against fault current to earth. This product is manufactured according to international IEC standards, for the markets where it is required.

Technical

Normas	IEC/EN 61008
Tipo de corriente residual	AC type
Tensión nominal (U_T)	230 V
Tensión nominal de operación	230 V
Tensión nominal de aislamiento (U_i)	500 V
Tensión nominal soportada por impulsos (U_{imp})	4 kV
Corriente nominal (I_n)	25 A
Corriente residual nominal	30 mA

Capacidad nominal de corte en cortocircuito en servicio (I_{cs})	1 kA
Corriente de choque máxima	0.25 kA
Tipo de corriente de fuga	AC
Frecuencia nominal (f)	50 ... 60 Hz
Pérdida de potencia	at Rated Operating Conditions per Pole 1 W
Número de polos	2
Características de funcionamiento	Instantaneous
Posición de los terminales de neutro	Right
Tipo de montaje	DIN-Rail
Opciones proporcionadas	None
Sección transversal nominal	4 - Multi-Wired 0...25 mm ² 1 - Solid-Core 25...25 mm ²

Ambiente

Temperatura ambiente	-25...55 °C
Temperatura ambiente	Funcionamiento -25...55 °C
Grado de protección	IP2X
Grado de contaminación	2
Estado de RoHS	Following EU Directive 2011/65/EU
Información sobre RoHS	2CSC423001K2702
Información medioambiental	Refer to RoHS
Plantilla de notificación de minerales de conflicto (CMRT)	9AKK108468A3363

Dimensiones

Anchura en número de espacios modulares	2
Ancho del product	0.035 m
Alto del product	0.085 m
Largo del product	0.069 m
Peso del product	0.200 kg
Profundidad incorporada (t_2)	69 mm

Clasificación

Embalaje Nivel 1 Unidades	box 1 piece
Embalaje Nivel 1 Peso	0.235 kg

Certificados y Declaraciones (Número de Documento)

Declaración de conformidad - CE	9AKK106713A5602
---------------------------------	-----------------

Anexo 7: Precios de paneles solares evaluados

MARCA	SUNLINK	TRINA SOLAR	Peimar	Peimar
MODELO	SL-280-24	TSM-400	OR10H460M	OR10H545M
Precio (Bs.)	1,508,00	1.617,00	324,00	2.057,00

Precios de inversores evaluados

Marca	SG15KTL-M	GROWATT 15 KTL3-X	SG25CX-P2	GROWATT MID 25KTL3- X
Precio (USD)	539	737	1.600	800
Precio (Bs.)	3.751 ,44	5.129	11.136	5.568